



# Petróleos del Perú – (PETROPERÚ S.A.)

## Informe Anual

### Ratings

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

Con Información financiera auditada a diciembre 2018.

(1) Clasificación otorgada en Comités de fecha 27/05/2019 y 30/11/2018

### Perspectiva

Estable

### Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	Dic-18	Dic-17	Dic-16
Ingresos	4,965,070	4,051,574	3,389,974
EBITDA	164,388	314,932	300,056
Flujo de Caja Operativo (CFO)	(134,402)	165,017	374,889
Deuda Financiera Total	4,820,722	3,304,324	1,982,366
Caja y valores	528,700	666,141	74,005
Deuda Financiera / EBITDA	29.33	10.49	6.61
Deuda Financiera Neta / EBITDA	26.11	8.38	6.36
EBITDA/ Gastos Financieros	3.36	6.07	12.87

Fuente: Petroperú

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

### Analistas

Gustavo Campos R.  
(511) 444 5588  
[gustavo.campos@aai.com.pe](mailto:gustavo.campos@aai.com.pe)

Julio Loc L.  
(511) 444 5588  
[julio.loc@aai.com.pe](mailto: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 (PMRT), 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 realizados en junio 2018.

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 20 de diciembre del 2018, FitchRatings ratificó el *rating* de BBB+ a la emisión de US\$2,000 millones de PETROPERÚ S.A., mientras que S&P otorgó el *rating* de BBB- a la referida emisión.

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 a lo largo del territorio nacional, lo que permite una mejor distribución de combustible. Es importante mencionar que cuenta con el 46% de capacidad de refinación del país y con el 47% de participación de mercado interno de combustibles. 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, 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 2021.

Por otro lado, la clasificación está limitada por:

Los niveles de Deuda Financiera/EBITDA, los cuales se elevaron a aproximadamente a 29x al cierre del 2018, y se espera que mantenga un promedio por encima de 14x hasta que el PMRT 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 el PMRT 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 del PMRT.

Negativamente:

- Retraso en la implementación del PMRT, 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

El 27 de setiembre del 2018, se informó como Hecho de Importancia el aumento de capital social de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A. aprobado en Junta General de Accionistas el 27 de junio del 2018. Así, la suma del aumento de capital social asciende a US\$166.6 millones.

El 28 de noviembre del 2018, se recibió el desembolso del crédito sindicado con garantía CESCE por US\$1,238 millones (descontado de la prima de la garantía CESCE por US\$62 millones) a una tasa de interés anual de 3.285% y un período de pago de 10 años, el mismo que se iniciará seis (6) meses después de completado el proyecto. Con este desembolso, se ha alcanzado aproximadamente el 85% de los fondos externos requeridos para el financiamiento del proyecto, y se ha cubierto las necesidades de financiamiento hasta el primer trimestre del 2020.

## ■ Perfil

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

Cabe mencionar que en el caso de la exploración no asume el riesgo de operación y 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 46% de la capacidad total de refino del Perú, mientras que el 54% 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.

\*\*Se encuentra arrendada a Maple Gas Corporation del Perú S.R.L.

Cabe mencionar que solo opera cuatro de las cinco refinerías que posee. A la fecha, la refinería Pucallpa es arrendada a Maple Gas, mientras que El Milagro se encuentra fuera de servicio desde enero del 2014.

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.

A diciembre 2018, PETROPERÚ S.A. tiene una participación del 47% de la demanda nacional de combustibles, concentrada en su mayoría en los productos Diesel, Gasolinas y GLP.

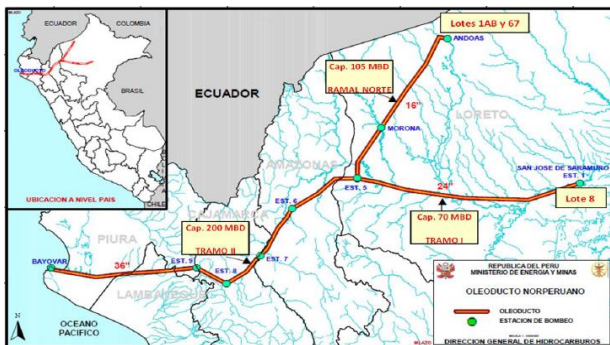
Además, cuenta con el único oleoducto que conecta los principales lotes de petróleo con el Terminal de Bayóvar. El Oleoducto Norperuano (ONP) tiene capacidad de transportar 50 millones de barriles por año. Actualmente, la Empresa mantiene contratos de transporte con Perupetro, Perenco y Pacific Stratus Energy del Perú.

El ONP consta de tres tramos. Los Tramos I y II (Tramo Principal) empezaron a operar el 24 de mayo de 1977, y el Oleoducto Ramal Norte (ORN) entró en funcionamiento el 24 de febrero de 1978.

Debido a diversos incidentes, principalmente realizados por terceros, el ONP se ha visto afectado por numerosos cortes, en su mayoría entre los años 2016 y 2017, habiéndose suspendido el bombeo de crudo para su reparación y remediación de las áreas afectadas.

Durante el cuarto trimestre del 2018, de acuerdo con lo manifestado por PETROPERÚ, se produjo otro corte de la tubería en el km. 193 del ORN. Éste fue un atentado contra las instalaciones producido por un grupo de comuneros (CCNN Mayuriaga) que mostraba su descontento con los resultados de sus últimas elecciones municipales (Distrito de Morona, cercano a nuestras instalaciones). Esto trajo como consecuencia la paralización temporal del bombeo del tramo ORN.

Es importante mencionar que esta paralización tuvo un impacto negativo sobre PETROPERÚ y el Lote 192. En el caso del primero, la producción excedente de Residual de Primaria de la Refinería Iquitos, que normalmente era transportada por el ONP, se debió transportar vía fluvial y terrestre hacia la costa, lo cual incrementó el costo del flete para la empresa. En cuanto al lote 192, durante la paralización del ORN, se detuvo la producción, bajo declaratoria de fuerza mayor.



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%. Se espera obtener la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental de Desarrollo en el tercer trimestre del 2019, luego de lo cual se iniciarían las actividades operativas en campo, con la finalidad de iniciar la producción en el primer trimestre del 2021.

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) y se estima que culmine en el mes de diciembre de 2019, luego de lo cual PETROPERÚ S.A. y su socio operador -seleccionado por un Banco de Inversión- asumirían las operaciones del referido lote.

La participación en los lotes para la producción de hidrocarburos le permitiría a PETROPERÚ S.A. asegurar que parte del suministro de crudo de la Refinería Talara sea a costo de producción, obteniendo una cobertura natural ante las variaciones en la cotización del crudo. Asimismo, acceder a un sustituto del crudo importado y tener abastecimiento de materia prima asegurado.

Asimismo, el 20 de diciembre del 2018, FitchRatings ratificó la clasificación de BBB+ a la emisión de US\$2,000 millones de PETROPERÚ S.A., mientras que S&P otorgó el *rating* de BBB- a la referida emisión que PETROPERÚ S.A. realizó en junio 2017.

## ■ 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 MEM. 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 31130 y su Reglamento.

Además, PETROPERÚ S.A. se ha planteado asegurar la ejecución e implementación del Proyecto Modernización de Refinería Talara (PMRT) a tiempo y costo.

El mencionado proyecto consiste en la construcción de una nueva refinería, 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 limitado la producción de Diesel B5 por lo que tiene que importar un mayor volumen de Diésel de bajo azufre para poder comercializar en el territorio nacional, hasta completar la ejecución del PMRT.

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 2018, se tienen 659 EE.SS. afiliadas y distribuidas a lo largo del territorio peruano (667 a diciembre 2017). Cabe mencionar que ésta es la red más grande de afiliadas 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 nueva Refinería Talara, 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, 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 PMRT (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 del PMRT, 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 2019, ascendió a aproximadamente US\$1,427 millones y a partir del 2020 este monto disminuirá. A continuación, se detalla cada proyecto:

- Proyecto de Modernización de la Refinería Talara – PMRT, 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 2019, se estima destinar para este proyecto US\$1,165.9 millones de inversión. Cabe mencionar que, a diciembre 2018, el PMRT presenta un avance del 71.15%.

- Exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote 64: Consiste en la ejecución de Proyecto Desarrollo Situche 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.
- 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 2018, este proyecto tiene un avance físico de 36.0%.
- 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.

## ■ 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 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 Repsol. En conjunto, son capaces de producir alrededor de 80 millones de barriles de derivados anuales. Adicionalmente, existen empresas importadoras que también abastecen al mercado peruano: Exxon Mobil, Valero Energy y Phoeninca. Cabe señalar que Puma Energy fue adquirida por Recosac en diciembre 2018.

**Capacidad Instalada de Refinación**

Accionista principal	Refinería	Capacidad (BPD)	%
Petroperú	Talara	65,000	30.0%
	Conchán	15,500	7.1%
	Iquitos	12,000	5.5%
	El Milagro*	2,000	0.9%
	Pucallpa**	3,300	1.5%
<b>Refinerías Privadas</b>			
Repsol	La Pampilla	117,000	54.0%
Pluspetrol	Shiviyacu	2,000	0.9%
<b>Total</b>		<b>216,800</b>	<b>100%</b>

Fuente: Relapasa

\* Actualmente fuera de servicio

\*\* Es arrendada a Maple Gas por Petroperú

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 2018, el 33.3% del crudo utilizado (37.4% a diciembre 2017).

Asimismo, el 88.0% 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 lo cual se incrementó el número de departamentos en donde está prohibido comercializar Diésel con más de 50 ppm de azufre.

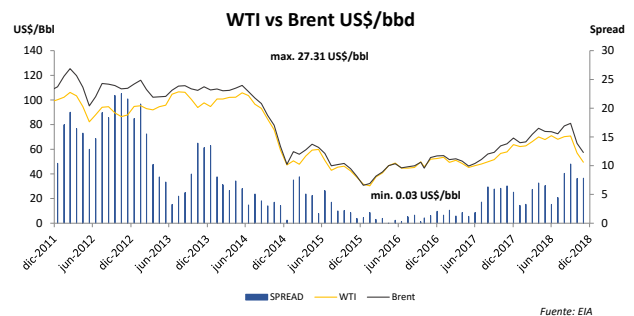
Asimismo, a partir del 1ro. de enero del 2018, el contenido de azufre en las Gasolinas y Gasholes de alto octanaje (95, 97 y 98 octanos) no debe ser mayor a 50 ppm. Los importadores y distribuidores mayoristas tuvieron hasta el 31 de diciembre del 2017 para adecuarse a ello, mientras que

el resto de agentes de la cadena de comercialización de dichos combustibles tuvo hasta el 31 de marzo del 2018.

A diciembre 2018, la demanda nacional de combustibles líquidos ascendió a 206.06 miles de barriles por día, incrementándose en 4.6% con respecto al cierre del 2017.

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 2018; fue en promedio US\$6.1 por barril (US\$3.4 en promedio por barril en el 2017). Durante este periodo, la mínima y máxima diferencia entre marcadores fue por US\$3.1 y US\$10.3 por barril, respectivamente.



Al cierre del año analizado, el precio del crudo WTI ascendió a US\$49.5 por barril, nivel significativamente menor al registrado al cierre del 2017 (US\$57.9 por barril). Hasta el tercer trimestre el precio tuvo una tendencia al alza; sin embargo, al cierre de noviembre este disminuyó. En promedio, durante el 2018, el precio ascendió a US\$64.9 por barril, mientras que en el 2017 el precio promedio fue de US\$50.9 por barril.

El incremento de los precios hasta octubre 2018 se debió principalmente a las tensiones geopolíticas y la volatilidad, debido a las expectativas previas a la reunión de la OPEP llevada a cabo en Viena el 22 de junio del 2018, en la cual se determinó mantener el ingreso de Congo como miembro.

Por su parte, la caída de los precios durante el último trimestre del 2018 se debió a los altos inventarios en Estados Unidos, la disminución de la demanda por el conflicto comercial entre China y Estados Unidos y el

incremento en la tasa de interés de la Reserva Federal de los Estados Unidos.

Al cierre del 2018, el precio del crudo Brent cerró en US\$57.4 por barril, por debajo del precio con el que cerró el año 2017 (US\$64.4 por barril). Cabe mencionar que, en promedio, durante el 2018, el precio ascendió a US\$71.1 por barril, mientras que, en el 2017, el precio promedio fue de US\$54.2 por barril.

El Energy Information Administration (EIA) espera que el Brent tenga un precio promedio de US\$65 por barril durante el 2019 y US\$62 por barril en el 2020 y que el WTI se mantenga US\$8 por barril por debajo del Brent durante el primer semestre del 2019 y US\$4 por barril durante el segundo semestre del 2019 y principios del 2020.

Cabe mencionar que países pertenecientes a la OPEP, Rusia y otros países no pertenecientes a la OPEP se reunieron el 22 de junio del 2018 para evaluar las condiciones actuales del mercado petrolero.

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 destaca la participación de: PETROPERÚ S.A., Recosac, Primax y PECSA. Cabe mencionar que, a principios del 2018, Primax compró PECSA, lo cual podría tener un impacto importante en el mercado.

## ■ 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 fomentar el criterio de fijación de precios en relación al precio de paridad de importación (PPI) calculados por OSINERGMIN.

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.

Una de las críticas al Fondo es que carece de un establecimiento de fechas de pago para hacer los respectivos desembolsos a las refinerías, y no contempla el pago de intereses por el tiempo en que se retiene los desembolsos.

Luego de la promulgación de diversos decretos supremos destinados a definir claramente los objetivos del FEPC, se eliminaron varios de los productos subsidiados, quedando actualmente los siguientes: el GLP envasado, el Diésel B5, y residual, destinados a la generación eléctrica de sistemas aislados.

Al cierre del 2018, el monto por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos – DGH (FEPC) fue de S/ 279.0 millones, cifra superior que la registrada en el 2017 (S/ 162.7 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. aún 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 en el 2020.

Cabe mencionar que el Reglamento de Comercialización de Biocombustibles estableció el porcentaje en volumen 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 enero del 2010 y en las ciudades de Piura y Chiclayo, extendiéndose a todo el departamento de Piura y departamento de Lambayeque a partir del 1 de abril del 2010, y luego gradualmente a los demás departamentos del país, excepto en los departamentos de la selva: Amazonas, San Martín, Loreto, Madre de Dios y Ucayali, donde se continúa comercializando gasolinas. 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. Es importante precisar que el Diésel B5 S-50 aún no es obligatorio en Tumbes, Piura, Loreto, Amazonas, San

Martin, Ucayali, donde se continúa comercializando Diésel B5.

## ■ Operaciones

Al cierre del 2018, PETROPERÚ S.A. compró 22.5 MMbbls de crudo, 2.8% por debajo del volumen comprado al cierre de diciembre 2017.

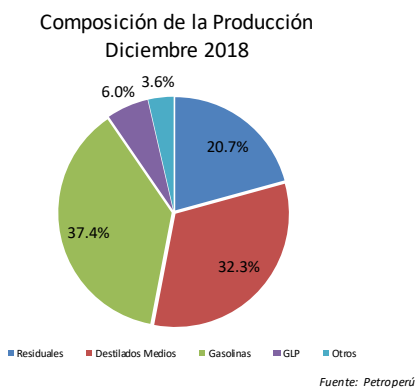
La participación de crudo importado en la carga de las refinerías de la Compañía disminuyó ligeramente al pasar de 37.4% a diciembre 2017 a 33.3% a diciembre 2018. Lo anterior se debió a la mayor importación de productos terminados por la exigencia ambiental de comercializar Diésel B5 de bajo azufre en un mayor número de departamentos del país.

Las compras de crudo importado incluyen crudo de Oriente y Chaza (Ecuador) y Vasconia (Colombia), así como también se importó crudo ligero en el 2017 de Brasil y EE.UU.

En el caso de los productos derivados, éstos ascendieron a 31.1 MMbbls, 1.5% por encima de lo comprado en el 2017. Entre los productos importados, se destacan el Diésel 2 ULS (68.3% del total de productos importados) y Nafta Craqueada (17.3%). Por su parte, dentro de los productos nacionales, el más significativo es GLP (43.9% del total de compras de productos nacionales).

Las cuentas por pagar comerciales ascendieron a US\$529.8 millones a diciembre 2018 (US\$772.2 millones al 2017). Esta disminución se debe principalmente a un menor financiamiento con proveedores extranjeros de crudo y de productos, cancelados con el financiamiento bancario.

Al cierre del 2018, se produjeron 29.6 MMbbls, 1.1% por encima de lo producido en el 2017 (29.3 MMbbls). Esta producción se concentró en gasolinas, Diésel B5 y residuales en menor medida. La capacidad utilizada fue de 71.3%; 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 2018, ascendieron a 55.5 MMbbls, por encima de lo que se vendió en el 2017 (53.0 MMbbls). Del total vendido, PETROPERÚ S.A. exportó el 13.3%, mostrando el mismo nivel vendido respecto al 2017.

Por su parte, la venta de combustible de PETROPERÚ S.A. en el mercado local incrementó ligeramente en 5.5% respecto al cierre del 2017. Este incremento se explica principalmente por la mayor venta de material de corte (+2.0 MMbbls), Gasolinas y Gasholes (+0.7 MMbbls) y Petróleos industriales (+0.3 MMbbls).

Por su parte, al cierre del 2018, las ventas al mercado externo se mantuvieron al mismo nivel que el 2017. Así, el volumen ascendió a 7.4 MMbbls. Entre los productos más destacados están: N°6 Fuel Oil (37.7% del total de ventas al extranjero), Nafta Virgen (20.0%) y Diésel 2 (18.8%).

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, al cierre del 2018, éstas ascendieron a US\$438.7 millones, 27.8% por encima de lo registrado al cierre del 2017. Este aumento se debió principalmente a las mayores cuentas por cobrar a distribuidores mayoristas (+US\$36.7 millones), seguidas por cuentas por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios – Ministerio de Energía y Minas (+US\$32.3 millones) y al Mercado Externo (+US\$26.5 millones).

Cabe mencionar que la Empresa posee entre sus activos al ONP, el cual, previo al cierre temporal, no solo era empleado para transportar algunos de los insumos que usa en el proceso productivo, sino que también brindaba el servicio de transporte a empresas particulares. Cabe mencionar que durante el tercer trimestre del 2018 se reanudaron las actividades del Tramo I del Oleoducto Norperuano.

PETROPERÚ S.A. también posee 11 terminales marítimos bajo contrato de operación de terceros y 10 plantas de venta operadas por la misma Empresa, 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.

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.

A lo largo del 2018, se observó una tendencia al alza en el precio del crudo; sin embargo, desde octubre 2018 el precio comenzó a disminuir, pero desde la tercera semana de noviembre disminuyó de manera significativa, debido



principalmente a los altos inventarios de crudo en Estados Unidos.

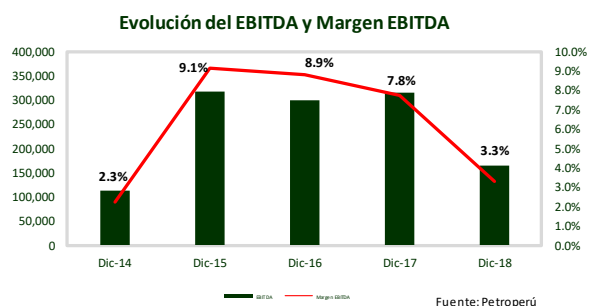
Los ingresos de PETROPERÚ S.A. mostraron un importante incremento al cierre del año analizado de 22.5% respecto a lo generado en el 2017. De este modo, el monto ascendió a US\$4,965.1 millones, mientras que en el 2017 fue de US\$4,051.6 millones.

Es importante mencionar que, si bien el volumen de ventas fue mayor en 2,522 Mbl, el incremento en las ventas se debió al mayor precio promedio, el cual se incrementó de US\$75.07 por barril en diciembre 2017 a US\$87.96 por barril al cierre del 2018.

Por su parte, los gastos administrativos, al cierre del año ascendieron a US\$156.2 millones (inferior en 12.7% respecto diciembre 2017). Esta disminución fue resultado principalmente de la menor participación de los trabajadores en las utilidades de la Compañía.

Para el 2018, la Compañía determinó una participación de los trabajadores de US\$2.8 millones, mientras que al cierre del 2017 esta participación fue de US\$30.9 millones. Adicionalmente, la disminución en los gastos administrativos se debió por menores tributos pagados y menores cargas de gestión, las cuales fueron parcialmente mitigadas por las cargas de personal, debido al aumento de número de personal de la Compañía y los servicios de terceros.

El EBITDA (Ut. Operativa sin considerar otros ingresos y egresos + depreciación + amortización) registrado por PETROPERÚ S.A., al cierre del 2018, ascendió a US\$164.4 millones y el margen EBITDA fue de 3.3% (US\$314.9 millones y 7.8%, respectivamente, a diciembre 2017). Esta disminución se debió principalmente a que la Compañía trasladó con menor velocidad el movimiento del precio del crudo al mercado.



Se debe tomar en cuenta que PETROPERÚ S.A., a partir del cierre del 2017, ha cambiado su moneda funcional a Dólares Americanos, como una medida de mitigar el riesgo cambiario.

En cuanto a los gastos financieros, al cierre del 2018, ascendieron a US\$48.9 millones (US\$51.8 millones al cierre del 2017). Esta disminución se debió a la menor pérdida por instrumentos financieros derivados registrado en el periodo.

Al cierre del 2018, la Compañía registró una utilidad neta de US\$119.6 millones, 35.4% por debajo de lo registrado en diciembre 2017 (US\$185.1 millones). Si bien se registró un EBITDA significativamente menor al del periodo anterior, la utilidad neta no disminuyó en la misma proporción, debido a ciertos ingresos extraordinarios que generó la Compañía.

Los ingresos extraordinarios se deben al pago de intereses por devoluciones por parte de la SUNAT por un monto de US\$94.8 millones. Así, el ROE, al cierre del 2018, ascendió a 7.1%, por debajo a lo registrado al cierre del 2017 (13.5%).

Por su parte, el Flujo de Caja Operativo de la Compañía, al cierre del 2018, fue de US\$134.4 millones negativo (US\$165.0 millones positivo al cierre del 2017). A ello se sumó el desembolso de US\$606.2 millones por inversiones en activo fijo y dio como resultado un Flujo de Caja Libre negativo en US\$740.6 millones al cierre del 2018 (US\$552.3 millones negativo al cierre del 2017).

Cabe mencionar que, durante el 2017, se suscribió un programa de bonos internacionales por US\$2,000 millones. De este modo, la nueva deuda, al cierre del 2018, ascendió a US\$4,820.7 millones. Ésta fue superior a la registrada en el 2017 (US\$3,304.3 millones).

A pesar de ello, la variación de caja fue negativa en US\$135.0 millones (US\$589.2 millones positivo a diciembre 2017) debido a las inversiones en activos fijos. Al descomponer por monedas el saldo de deuda financiera a diciembre 2018, el 81.9% 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.

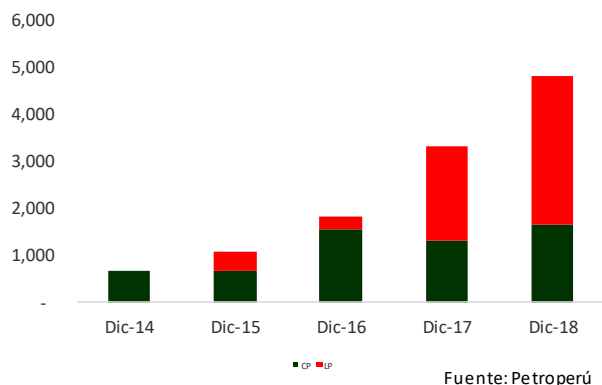
Adicionalmente, A&A espera que lo anterior se vea reforzado con la culminación de la construcción de la nueva refinería de Talara (PMRT), la cual está proyectada para el 2020, así como que el ONP se mantenga operativo al 100% libre de contingencias que impliquen egresos adicionales a la Empresa.

## ■ Estructura de capital

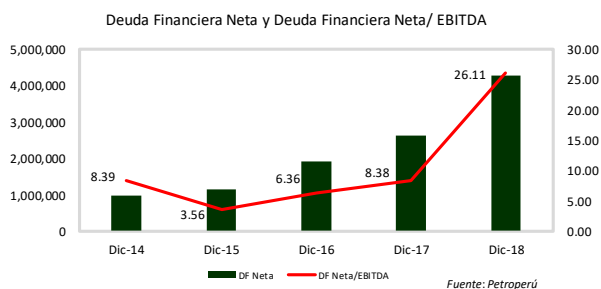
A diciembre 2018, la deuda financiera ascendió a US\$4,820.7 millones (US\$3,304.3 millones al cierre del 2017). Cabe mencionar que, al cierre del 2016, la deuda ascendió a US\$1,982.4 millones. Este incremento se dio

principalmente por la emisión de bonos corporativos en el 2017 para financiar el PMRT.

## Deuda Financiera (MM US\$)



El impacto del significativo incremento de la deuda financiera se observa en el nivel de apalancamiento de PETROPERÚ S.A. (Deuda Financiera / EBITDA), el cual ascendió a 29.33x a diciembre 2018, mientras que, para el cierre del 2017, este indicador ascendió a 10.49x.



Al deducirse la caja de la deuda financiera, el ratio de apalancamiento para el 2017 fue de 8.38x y al cierre del año 2018 ascendió a 26.11x.

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 3.36x a diciembre 2018 y 6.07x al cierre del 2017. Por su parte, el nivel de cobertura, medido por EBITDA / Servicio de Deuda para el cierre del 2018 ascendió a 0.10x (0.23x al cierre del 2017).

Por su parte, el ratio de liquidez aumentó con respecto al 2017 (de 1.02x a 1.29x). Este incremento se debió principalmente a los mayores depósitos a plazo fijo que mantiene la empresa en bancos extranjeros con vencimientos menores a 90 días.

Las líneas de crédito que tenía PETROPERÚ S.A. al cierre del 2018 ascendían a US\$2,914.0 millones; de las cuales el 40.5% se encontraban sin utilizar (US\$1,183.9 millones).

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\$324.6 millones se emplearon para el PMRT y US\$1,326.3 millones para capital de trabajo.

## ■ Proyecciones

De acuerdo a la Ley N° 30130, la estructura de financiamiento del PMRT cuenta con garantías brindadas por el Gobierno peruano; por US\$200 millones anuales y hasta acumular US\$1,000 millones, los cuales hasta la fecha no han sido comprometidos. Estas garantías podrán ser empleadas siempre que la Empresa no reúna los flujos financieros necesarios para cumplir con el pago de obligación.

Cabe mencionar que la Clasificadora ha analizado el impacto de la nueva deuda (Bonos y crédito CESCE) sobre la solvencia de la Empresa. De esta manera, se sensibilizó el margen expresado como EBITDA/bbl, no se consideró estresar los volúmenes de ventas por considerar que la Empresa está abocada a seguir expandiendo sus operaciones y que la demanda tiene un crecimiento vegetativo por la naturaleza de bien necesario de los combustibles.

Se estableció un EBITDA/bbl de US\$5.64 constante para el periodo previo a la culminación del PMRT, el cual se calculó a partir de las ventas históricas de PETROPERÚ S.A. en el periodo 2011-2015. Luego de este periodo, A&A estima un incremento en EBITDA/bbl de 50%.

En este caso, se aprecia que, con la emisión de bonos corporativos, así como el crédito de CESCE, el apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) se incrementaría de 4.4x (promedio histórico 2011-2016) a 14.1x para el periodo que dure la ejecución del proyecto, es decir, del 2017 al 2019.

Una vez que entre en operación el PMRT (2021), este ratio retornaría al promedio histórico en el 2029 y posteriormente se reduciría, debido al incremento en la capacidad de generación y el incremento en márgenes esperado.

La Clasificadora considera que PETROPERÚ S.A. mantiene medidas de apalancamiento elevadas, debido al financiamiento del PMRT, asimismo, la posición de liquidez también se verá restringida, pues, mientras los niveles de generación se mantienen, el nivel de la deuda para financiar

el PMRT se ha incrementado y este proyecto entra en operación en el 2021, no en el 2019 como se contemplaba en proyecciones iniciales.

Sin embargo, esta posición es mitigada parcialmente por la garantía y soporte explícito del Gobierno. Asimismo, si bien la Empresa desea seguir creciendo e incrementando sus operaciones, no se espera que, en el mediano plazo, se embarque en una inversión de similar envergadura a la del PMRT o mayor, ya que esta acción pondría en peligro su solvencia y la realización de este último, el cuál ha sido designado como prioridad por el Gobierno.

## ■ 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)
Moneda	Soles o Dólares
Tasa de interés	Será definido para cada emisión o serie
Vigencia del Programa	6 años a partir de su inscripción
Plazo emisión	Hasta por 364 días.
Opción de rescate	Según el Art. 330 de la Ley General, respetando el artículo 89 de la Ley del Mercado de Valores.
Garantía	Garantía genérica sobre el patrimonio del emisor
Estructurador	Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.
Colocador	Credicorp Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A.

*Fuente: Petroperú*



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

(Cifras en miles de dólares)

	Dic-18	Dic-17	Dic-16	Dic-15	Dic-14	Dic-13
<b>Rentabilidad (%)</b>						
EBITDA <sup>(1)</sup>	164,388	314,932	300,056	318,884	114,632	235,168
Mg. EBITDA	3.3%	7.8%	8.9%	9.1%	2.3%	4.3%
FCF / Ingresos	-14.9%	-13.6%	-15.4%	-8.9%	-10.3%	-4.3%
ROE <sup>(2)</sup>	7.1%	13.5%	4.0%	16.2%	-7.7%	1.7%
<b>Cobertura (x)</b>						
EBITDA / Gastos financieros	3.36	6.07	12.87	16.11	5.41	18.55
EBITDA / (G. Financieros + Porción Corriente Deuda LP)	3.36	6.07	1.58	3.09	0.22	18.55
EBITDA / Servicio de deuda <sup>(3)</sup>	0.10	0.23	0.19	0.47	0.17	0.37
FCF / Servicio de deuda	(0.40)	(0.37)	(0.31)	(0.43)	(0.72)	(0.35)
(FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda	(0.09)	0.12	(0.27)	(0.40)	(0.42)	(0.18)
CFO / Inversión en Activo Fijo	(0.22)	0.23	0.42	0.42	(0.09)	(0.60)
<b>Estructura de capital y endeudamiento (x)</b>						
Deuda Financiera / Capitalización	73.5%	67.1%	64.0%	55.2%	57.0%	37.8%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	23.05	37.91	5.82	5.34	-23.96	-8.62
Deuda financiera total / EBITDA	29.33	10.49	6.61	3.62	10.19	2.63
Deuda financiera neta / EBITDA	26.11	8.38	6.36	3.56	8.39	2.17
Costo de financiamiento estimado	1.1%	1.6%	1.5%	1.7%	2.4%	1.6%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	34.7%	39.9%	79.0%	56.7%	57.2%	100.0%
<b>Balance</b>						
Activos totales	7,344,003	5,938,743	4,176,755	2,753,100	2,717,514	2,618,616
Caja e inversiones corrientes	528,700	666,141	74,005	19,036	206,737	108,205
Deuda financiera Corto Plazo	1,673,112	1,319,200	1,566,776	654,284	668,387	619,075
Deuda financiera Largo Plazo	3,147,610	1,985,124	248,923	416,667	-	-
Deuda financiera total	4,820,722	3,304,324	1,982,366	1,154,284	1,168,387	619,075
Patrimonio Total	1,737,310	1,617,604	1,115,924	938,428	882,405	1,019,952
Capitalización ajustada	6,558,032	4,921,928	3,098,290	2,092,712	2,050,793	1,639,028
<b>Flujo de caja</b>						
Flujo de caja operativo (CFO)	(134,402)	165,017	374,889	229,343	(43,359)	(88,544)
Inversiones en Activos Fijos e Intangibles	(606,160)	(717,336)	(898,354)	(540,440)	(474,000)	(147,621)
Flujo de caja libre (FCF) <sup>(4)</sup>	(740,562)	(552,319)	(523,465)	(311,097)	(517,359)	(236,165)
Otras inversiones, neto	(895,401)	(511,183)	(202,646)	-	-	-
Variación neta de deuda	1,500,944	1,336,357	793,901	186,699	642,721	257,836
Variación neta de capital	-	316,357	-	18,365	1,377	-
Variación de Tipo de Cambio en el efectivo	(2,422)	2,924	(12,821)	(55,984)	(21,219)	-
Variación de caja	(137,441)	592,136	54,969	(162,017)	105,519	21,671
<b>Resultados</b>						
Ingresos	4,965,070	4,051,574	3,389,974	3,488,443	5,035,158	5,450,637
Variación de Ventas	22.5%	19.5%	-2.8%	-30.7%	-7.6%	-59.3%
Utilidad operativa (EBIT)	113,836	265,291	249,714	305,194	33,594	199,868
Gastos financieros	48,928	51,844	23,318	19,788	21,178	12,680
Resultado neto	119,552	185,104	40,686	147,280	(73,066)	32,910
<b>Información y ratios sectoriales</b>						
Rotación de inventarios	46.68	66.42	76.70	63.06	45.28	62.23
Rotación de cuentas por cobrar	32.25	30.93	28.65	24.48	17.34	18.58
Rotación de cuentas por pagar	41.88	79.69	93.04	40.02	24.05	42.78

(1) EBITDA = Ut. Operativa (No incluye otros ingresos y egresos) + Depreciación + Amortización. En el 2014 se incluyó en el costo de ventas el deterioro de activo; sin embargo, no es un costo que implique salida de dinero por lo que se le sumó al EBITDA el monto, en caso contrario, en el 2015 hubo una reversión de dicho deterioro, y se le restó 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 períodos 2013, 2014 y 2015.

## **ANTECEDENTES**

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

## **DIRECTORIO**

Carlos Eduardo Paredes Lanatta	Presidente del Directorio
Hernán Barros Cruchaga	Vicepresidente del Directorio
José del Carmen Cabrejo Villagarcía	Director
Raul Ricardo Pérez-Reyes Espejo	Director

## **RELACIÓN DE EJECUTIVOS**

Esteban Mario Bertarelli Bustamante	Gerente General
Mathius Alexis Sersen Navarrete	Gerente Corporativo de Finanzas
Rubén Martín Contreras Arce	Secretario General
Carmen Magaly Beltrán Vargas	Gerente Corporativo Departamento Legal
Edgar Arturo Vargas Romero	Gerente Comercial
José Alfredo Coronel Escobar	Gerente Refinación (e)
Jorge Reynaldo Almestar Mauricio	Gerente Refinación Talara
Guillermo Félix Bergelund Seminario	Gerente de Cadena de Suministro
Manuel Jesús Ugaz Burga	Gerente Oleoducto
Beatriz Regina Alva Hart	Gerente Corporativo de Gestión Social y Comunicaciones
Luis Alberto Suárez Carlo	Gerente Corporativo de Planeamiento y Gestión de Riesgos
José Manuel Rodríguez Haya	Gerente Corporativo de Recursos Humanos
Carlos Alberto Centurión Robles	Gerente Corporativo de Seguridad Ambiental y Salud
Victor Enroque Mejía Zuloeta	Gerente de Auditoría

## **RELACION DE SOCIOS**

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



## 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 PETROPERÚ 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.