

Petróleos del Perú – (PETROPERÚ S.A.)

Informe Anual

Ratings

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

Con Información financiera auditada a diciembre 2017 y no auditada a marzo 2018.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 12/07/2018 y 17/04/2018

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	LTM Mar-18	dic-17	dic-16
Ingresos	4,256,799	4,051,574	3,389,974
EBITDA	334,141	314,932	300,056
Flujo de Caja Operativo (CFO)	162,827	165,017	374,889
Deuda Financiera Total	3,513,207	3,304,324	1,982,366
Caja y valores	576,592	666,141	74,005
Deuda Financiera / EBITDA	10.51	10.49	6.61
Deuda Financiera Neta / EBITDA	8.79	8.38	6.36
EBITDA/Gastos Financieros	6.60	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

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

Fundamentos

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

A&A considera que el soporte del Gobierno es explícito, no solo a través de decretos legislativos que permiten que la Empresa opere de una manera más eficiente y rentable (recuperación del IGV de la Amazonía y transferencia de las obligaciones de pensiones a la ONP¹), 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 comprometido como garante de pago y el aporte de capital por US\$325 millones, realizado en enero del 2017.

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 1ro de junio del 2017, FitchRatings asignó 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 el 45.5% de capacidad de refinación del país, siendo una fuente estratégica de abastecimiento de energía; y cuenta con el 49.7% de participación de mercado interno de combustibles. La Empresa ha logrado la integración vertical con el regreso al *upstream*, permitiendo 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 a la que pertenece presenta altas barreras a la 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 mantener

¹ Oficina de Normalización Previsional

cierta estabilidad en sus márgenes, reflejada en una generación de 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:

El retraso en la puesta de operación del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT) a finales del 2020, lo cual reduce la capacidad de generación de caja de PETROPERÚ S.A. Lo anterior se debió al retraso en la adjudicación de las Unidades Auxiliares y Complementarias del proyecto.

El incremento de la deuda requerida para el financiamiento del PMRT, la cual ascendería a un estimado de US\$4,225 millones, como consecuencia del aumento del monto de inversión estimado (a aproximadamente US\$4,999.8 millones).

De esta manera, A&A prevé que los niveles de Deuda Financiera/EBITDA se elevarán a niveles de hasta 14.1x hasta que el PMRT entre en operación en el 2020 (un año después de lo proyectado inicialmente) 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 14 de agosto del 2017, 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 18 de abril del 2017. Así, la suma del aumento de capital social asciende a US\$11.2 millones.

A partir del 2017 se aprobó el cambio de moneda funcional, del sol al dólar estadounidense ante el Directorio, considerando que la Empresa ha mostrado un cambio en la estructura de activos y pasivos en dólares, además teniendo en cuenta que las operaciones de la empresa se realizan principalmente en dólares o en su equivalente en moneda nacional. Este cambio permite mitigar en gran medida la exposición cambiaria que se hubiera generado ante el incremento de los pasivos en dólares adquiridos para el financiamiento del PMRT.

■ 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, 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 45.5% de la capacidad total de refino del Perú, mientras que el 54.5% corresponde a Refinería La Pampilla – Relapa. Asimismo, la Empresa es propietaria de 5 de las 6 refinerías existentes a nivel de país.

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

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

Fuente: Petroperú S.A.

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 2017, PETROPERÚ S.A. tiene una participación del 49.7% 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 y Pacific 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.

Entre febrero y marzo 2016, OSINERGMIN emitió mandatos de suspensión o restricción de operación a los tres tramos del Oleoducto. El Tramo II del ONP estuvo paralizado desde enero 2016 hasta junio 2017, mes en el cual reinició sus operaciones de bombeo.

El Tramo I del ONP, estuvo paralizado desde febrero 2016 hasta setiembre 2017, mes en el que reinició sus operaciones de bombeo.

Por su parte, el Oleoducto Ramal Norte (ORN), estuvo paralizado desde febrero 2016 hasta febrero 2017, mes en el que reinició sus operaciones de bombeo.

OSINERGMIN levantó tanto el mandato de suspensión de operatividad impuesto al Tramo I, como el mandato de restricción de operación impuesto al Tramo II. En relación al Oleoducto Ramal Norte (ORN), el mandato actual restringe el bombeo solo para el proceso de inspección interna de esta tubería; sin embargo, OSINERGMIN ha autorizado a PETROPERÚ el uso de biocidas, inhibidores de corrosión y el lanzamiento de raspapubos de limpieza, permitiendo bombear crudo de Estación Andoas a Estación 5 según necesidades operativas.

La paralización temporal del ONP 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.

El Gobierno se ha pronunciado al respecto, mediante el DL 1292, en el cual dispone que se realicen las inversiones necesarias para poner en operatividad el ONP y que esto se realice de forma segura, ya que éste es un activo estratégico en la cadena productiva de hidrocarburos en el país. Actualmente los tramos I y II se encuentran operativos, mientras que el ORN se encuentra fuera de servicio y se estima que reinicie operaciones en setiembre 2018.

Sobre la participación de la Empresa en Lotes para la producción de hidrocarburos; PETROPERÚ S.A. es socio no operador en el Lote 64, con una participación inicial de 25%, y su participación en la explotación del Lote 192, una vez culminado el contrato con Pacific Stratus Energy estará supeditado a las condiciones que se acuerde con un socio operador estratégico y con Perupetro.

El Lote 192 es el mayor bloque del Perú en términos de reservas, se localiza en Loreto, y posee 131.5 MMbbls de reservas probadas. En agosto 2015, Perupetro suscribe un Contrato de Servicios Temporal, por dos años, con Pacific Stratus Energy para la explotación de la reservas del bloque. Se estima que el contrato siga con vigencia hasta el primer trimestre del 2019, debido a que atravesó por un periodo de suspensión.

Perupetro es el propietario de los hidrocarburos extraídos entre el 30 de agosto del 2015 y el termino del contrato de servicio temporal, por lo que retribuye al contratista mediante pago en especie, con un porcentaje de los hidrocarburos extraídos.

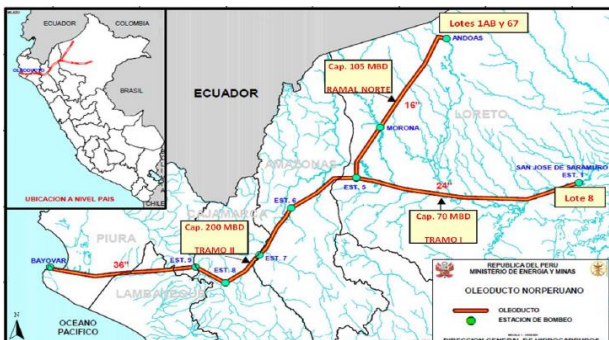
La participación en los lotes para la producción de hidrocarburos le permitiría a PETROPERÚ S.A. asegurar que parte del suministro de crudo de la refinería Talara sea a costo de producción, obteniendo una cobertura natural ante las variaciones en la cotización del crudo. Asimismo, acceder a un sustituto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

En marzo del 2017, FitchRatings ratificó a PETROPERÚ S.A. la clasificación de riesgo BBB+ con perspectiva estable. Este *rating* refleja el fuerte soporte por parte del Gobierno peruano y su importancia estratégica en el sector hidrocarburos. Asimismo, Standard and Poor's (S&P) ratificó la calificación de BBB-.

Asimismo, el 24 de mayo 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.

■ 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.



Fuente: MFM

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), la cual no será realizada antes de la puesta en marcha del PMRT.

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 responde a la coyuntura en la que la Empresa opera: i) la limitación en el nivel de procesamiento del crudo, debido a la promulgación de la Resolución Ministerial N°139-2013-MEM, la cual amplió el mercado geográfico del Diésel B5 de bajo azufre (Lima, Cusco, Arequipa, Puno, Madre de Dios y la Provincia Constitucional del Callao) y limitó la producción del Diésel B5, lo que llevó a importar un mayor volumen de Diésel con bajo azufre y ii) la competencia agresiva en el mercado de Diésel.

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 2017, se tienen 667 EE.SS. afiliadas y distribuidas a lo largo del territorio peruano (634 a diciembre 2016). 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. Con sus principales clientes ha suscrito contratos de largo plazo, tal es el caso de PRIMAX, su principal cliente.

Por otro lado, la Empresa, a través de la modernización de la Refinería de 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 2018, ascendió a US\$1,311.8 millones y en los años siguientes este monto disminuirá. A continuación se detalla cada proyecto:

- Proyecto de Modernización de la Refinería Talara – PMRT, el cual hace posible la producción de Diésel y de gasolinas con menos de 50 ppm de azufre. También permite 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 2018, se ha destinado para este proyecto US\$847 millones de inversión. Cabe mencionar que, a diciembre 2017, el PMRT presenta un avance del 66.6%.
- 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 Mbbls de combustible, para el despacho de Diésel B5 y Gasolinas.
- 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.

■ 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 abastecen al mercado peruano: Pure Biofuels y Puma Energy (Trafigura).

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%
Refinerías Privadas			
Repsol	La Pampilla	117,000	54.0%
Pluspetrol	Shiviyacu	2,000	1.0%
Total		216,800	100.0%

Fuente: Relapa

* 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

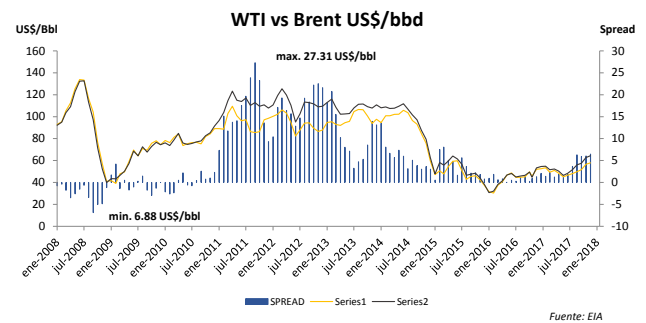
Elaboración propia

El Perú es deficitario en petróleo crudo, especialmente en liviano, por lo cual la Empresa ha tenido que importar, durante el 2017, aproximadamente el 37.4% del crudo utilizado (43.9% a diciembre 2016).

Asimismo, el 90.2% de las compras de derivados fueron importaciones. Cabe resaltar que la participación de las importaciones en las compras de insumos, con respecto al 2016, se debió 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.

El elemento más importante 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 2017; fue en promedio US\$3.36 por barril (US\$0.85 en promedio por barril en el 2016). Durante este periodo, la mínima y máxima diferencia entre marcadores fue por US\$1.19 y US\$6.49 por barril.



Al cierre del 2016, el precio del crudo WTI ascendió a US\$52.0, nivel superior al registrado en periodos anteriores. Al cierre del 2017, mantuvo la tendencia al alza, a pesar de que algunos periodos mostraron niveles inferiores al del 2016. Así, el precio del crudo WTI cerró en US\$57.9. Lo anterior se debió principalmente a los recortes de producción de la OPEP, incertidumbre política en Arabia Saudita, ataques de milicias a operaciones petroleras en Nigeria y los huracanes que afectaron Estados Unidos.

En el 2016, el crudo Brent tuvo un precio promedio de US\$43.55 por barril, 16.8% inferior a la cotización promedio del 2015. La variación es de 40.2% al comparar de manera individual diciembre 2016 y diciembre 2015, ya que se observó una recuperación importante en el marcador en diciembre luego del pacto de recorte de producción por parte de la OPEP.

A diciembre 2017, el precio del crudo Brent ascendió a US\$64.37 por barril, incrementando en 20.8% con respecto a lo registrado a diciembre 2016. En promedio, el precio del Brent al cierre del año analizado, ascendió a US\$54.25 por barril (US\$43.55 en diciembre 2016).

El Energy Information Administration (EIA) proyecta que el precio por barril del WTI se mantenga US\$4 por debajo del precio por barril del Brent en el 2018 y 2019. Esto ya que se

espera un incremento en la demanda por la recuperación en la actividad económica en las principales economías; así como la ejecución del recorte de producción por parte de la OPEP.

Sin embargo, se debe tomar en cuenta, con respecto a este último factor, que su efecto podría ser menor al esperado debido a: i) No todos los miembros de la OPEP disminuirán sus niveles de producción: Nigeria, Libia e Indonesia no han sido incorporadas en el acuerdo, en el caso de este último país, se debe a que éste ha suspendido su membresía. Asimismo, Irán tiene permitido incrementar su producción hasta los niveles previos a la sanción que recientemente le fue levantada; y, ii) Incremento en la producción de *Shale Oil* en EEUU: es probable que la recuperación de los precios incentive la producción, ya que buena parte de estos productores logró ser eficiente y rentable a pesar de los precios bajos que se observaron a lo largo del año.

Cabe mencionar que, a fines del 2017, el precio del crudo aumentó significativamente con respecto de los meses anteriores, debido principalmente a la confianza del mercado ante la publicación de datos que indicaron una menor producción en Estados Unidos.

Los combustibles derivados del petróleo 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 (FEPC)

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.

Lo anterior ha permitido que el endeudamiento de PETROPERÚ S.A. relacionado con el financiamiento de las cuentas por cobrar pendientes al FEPC se reduzca, por lo que sus necesidades de capital de trabajo son menores.

Al cierre del 2017, el monto por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos – DGH (FEPC) fue de US\$50.1 millones, cifra significativamente superior que la registrada en el 2016 (US\$24.3 millones).

Regulación ambiental

El 5 de setiembre del 2009, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) publicó un decreto supremo mediante el cual estableció la zona geográfica en donde se autoriza la comercialización de Diésel un contenido máximo de azufre de 50 partes por millón (ppm).

Por otro lado, en abril del 2007, el Reglamento de Comercialización de Biocombustibles, aprobado por el Decreto Supremo N° 021-2007-EM, estableció la obligatoriedad, a partir del 1ero. de enero del 2009, de mezclar el Diésel 2 con 2.0% de Biodiésel y, a partir del 1ero de enero del 2011, Diésel 2 con 5.0% de Biodiésel. La empresa viene cumpliendo con esta normativa.

El 31 de diciembre del 2010, OSINERGMIN publicó la Resolución de Consejo Directivo N° 290-2010, para que las empresas comercializadoras de hidrocarburos puedan mezclar el Diésel D2 con Biodiesel B100, para la comercialización de Diésel B2 y B5.

% Vol Biodiesel B100	% Vol Diesel N° 2	Denominación
2	98	Diesel B2
5	95	Diesel B5
20	80	Diesel B20

Fuente: Elaboración Propia

Como ya se mencionó, en marzo del 2012, el MEM publicó la Resolución Ministerial N°139-2012-EM/DM, mediante la cual se prohíbe el uso y la comercialización de Diésel B5 con un contenido de azufre mayor a los 50 ppm en Lima, Arequipa, Cusco, Puno, Madre de Dios y el Callao.

Esta regulación fue extendida, el 7 de agosto del 2015, a través del Decreto Supremo N° 009-2015-MINAM del Ministerio del Ambiente. En éste se incorpora dentro de la prohibición a los departamentos de Junín, Tacna y Moquegua, a partir del 1ro. de enero del 2016.

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.

Finalmente, 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 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.

■ Operaciones

Al cierre del 2017, PETROPERÚ S.A. compró 23.2 MMbbls de crudo, 8.4% por debajo del volumen comprado al cierre de diciembre 2016. Durante el primer trimestre del 2018, las compras de crudo ascendieron a 5.2 MMbbls (-16.2% que el mismo período del año anterior).

La participación de crudo importado en la carga a las refinerías de la Empresa disminuyó de 37.4% a diciembre 2017 y a 29.4% entre enero – marzo 2018. Lo anterior se debió a la disminución de la carga a las Refinerías Talara y Conchán, como consecuencia de la extensión de la obligatoriedad de comercialización de diésel de bajo azufre a los departamentos de Ancash, Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Huánuco, Huancavelica, Ica, Lambayeque y Pasco desde inicios del 2017.

Las compras de crudo importado incluyeron principalmente crudo de Oriente (Ecuador) y Vasconia (Colombia), así como también se importó crudo ligero de Brasil y EE.UU. (en el 2017), debido a la restricción de azufre en la unidad primaria de la Refinería Talara.

En el caso de los productos derivados, éstos ascendieron a 30.6 MMbbls, en el 2017, 11.0% por encima de lo comprado

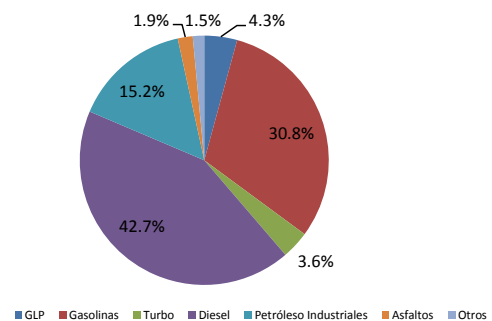
en el 2016. En los primeros tres meses del 2018, la compra de productos derivados ascendió a 7.1 MMbbls (+5.0% superior al del mismo período del año anterior).

Entre los productos importados, se destacan el Diésel 2 ULS (65.4% del total de derivados importados) y Nafta Craqueada (18.4%) entre enero – marzo 2018. Por su parte, dentro de los productos nacionales, principalmente fueron: el condensado Camisea (46.4%) y Gas Licuado de Petróleo-GLP (42.4%).

Las cuentas por pagar comerciales ascendieron a US\$562.1 millones a marzo 2018 (US\$772.2 millones al 2017). Esta disminución se debió principalmente a la reducción de las deudas con proveedores extranjeros de crudo y productos; y, a la cancelación de la deuda con Técnicas Reunidas S.A.

Durante el primer trimestre del 2018, la producción fue de 9.7 MMbbls, 2.5% por encima de lo producido en el mismo período del 2017 (9.5 MMbbls). Esta producción se concentró principalmente en Diésel, gasolinas y petróleos industriales. La capacidad utilizada fue de 69.5%; ésta se mide considerando la carga procesada sobre la capacidad total de la Unidad de destilación primaria.

Composición de la Producción
(ene. - mar. 2018)



Fuente: Petroperú

Las ventas totales de productos de hidrocarburos, en los primeros tres meses del 2018, ascendieron a 13.4 MMbbls, 6.7% por encima de lo que se vendió en el mismo período del 2017 (12.5 MMbbls). Del total vendido, PETROPERÚ S.A. exportó el 15.6%, mostrando un incremento de 15.9% en el volumen vendido con respecto del período enero – marzo 2017. Lo anterior fue resultado de la mayor exportación de Fuel Oil N°6.

Por su parte, en los primeros tres meses de 2018, la venta de combustible de PETROPERÚ S.A. en el mercado local aumentó ligeramente en 5.1%, principalmente por la mayor venta de gasholes (de 90 y 95 octanos); y, al suministro de material de corte a Relapasa.

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, a marzo 2018, éstas ascendieron a US\$339.6 millones, 15.8% por encima de lo registrado al cierre del 2017. El aumento se debió fundamentalmente a las mayores cuentas por cobrar a los distribuidores mayoristas y clientes del exterior.

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 se brindaba el servicio de transporte a empresas particulares. Cabe mencionar que los Tramos I, II y ORN están operativos desde setiembre, junio y febrero 2017, respectivamente; sin embargo una contingencia obligó a la empresa a detener el bombeo del ORN a fines de mayo 2018.

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.

Al cierre del 2017, se observó una recuperación en el precio del crudo. Sin embargo, este incremento fue limitado por las expectativas que la producción de crudo en Estados Unidos continúe creciendo.

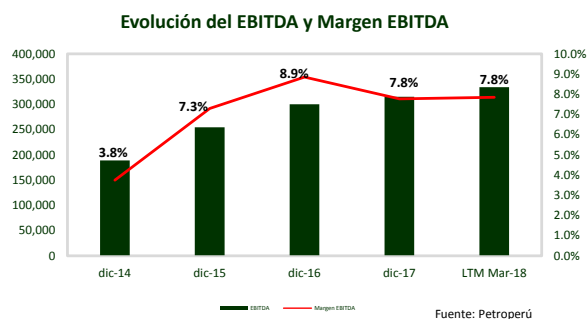
Las ventas de PETROPERÚ S.A. mostraron un importante crecimiento al cierre del 2017 (+19.5%). De esta manera, la cifra ascendió a US\$4,051.6 millones, mientras que en el 2016 fueron de US\$3,390.0 millones. Es importante mencionar que dicho incremento, de acuerdo a lo publicado en el Informe de Análisis y Discusión de la Gerencia, fue un efecto del mayor precio promedio (US\$75.5/Bbl en el 2017 vs. US\$62.7 /Bbl) y no por volumen ya que éste disminuyó en 178 MBL con respecto al 2016.

Cabe mencionar que, al cierre del año móvil a marzo 2018, los ingresos ascendieron a US\$4,256.8 millones. Este incremento de 5.1% respecto a diciembre 2017 se dio, principalmente, por un mayor precio de crudo (+US\$9.62 / Bbl) y por un mayor volumen de ventas (+0.8 MMbbls).

Por su parte, los gastos administrativos, a diciembre 2017, ascendieron a US\$179.0 millones (+7.8% vs diciembre 2016). Este aumento fue resultado principalmente de las

mayores cargas de personal, específicamente en el rubro de sueldos y remuneraciones, el cual ascendió de US\$54.3 millones a US\$60.5 millones.

El EBITDA (Ut. Operativa sin considerar otros ingresos y egresos + depreciación + amortización) registrado por PETROPERÚ S.A., al cierre del 2017, ascendió a US\$314.9 millones y el margen EBITDA fue de 7.8%, el EBITDA por encima de lo registrado al cierre del 2016 pero con un menor margen (US\$300.1 millones y 8.9%, respectivamente). Asimismo, el EBITDA generado en los doce meses a marzo 2018 ascendió a US\$334.1 MM, con un margen EBITDA de 7.9%. El aumento del EBITDA se debió a la mejor gestión comercial realizada, lo que resultó en un mayor ingreso por ventas al año móvil marzo 2018.



Cabe mencionar que se originó una pérdida por tipo de cambio, la cual ascendió a US\$2.0 millones (ganancia de US\$15.0 millones al cierre de diciembre 2016), debido a la recuperación del Sol frente al Dólar durante este periodo.

Se debe tomar en cuenta que una parte importante de la facturación de la Empresa se encuentra en soles, mientras que la adquisición de crudo y otros productos se realiza en moneda extranjera; sin embargo, PETROPERÚ S.A., a partir del cierre del 2017, ha cambiado su moneda funcional a Dólares, como una medida de mitigar el riesgo cambiario.

En cuanto a los gastos financieros, al cierre del 2017, ascendieron a US\$51.8 millones (US\$23.3 millones a diciembre 2016). Este incremento fue resultado del mayor interés por el financiamiento para capital de trabajo. Cabe mencionar que los gastos financieros devengados por el financiamiento de PMRT se capitalizan mientras se encuentre en etapa preoperativa.

La Empresa registró una utilidad neta de US\$185.1 millones a diciembre 2017 y US\$233.2 millones a doce meses marzo 2018 (US\$40.7 MM al cierre de diciembre 2016). Este mejor resultado se debió principalmente a: (i) intereses cobrados a la SUNAT por indebido cobro de multas por caso Turbo A-1 (US\$42.8 millones); (ii) mayor ganancia por diferencia en tipo de cambio; y, (iii) el menor gasto provenientes de los

eventos ocurrido en el ONP, debido principalmente a daños ocasionados por terceros.

Así, el ROE, al cierre del 2017 y al cierre del año móvil a marzo 2018, ascendieron a 13.5 y 14.0%, respectivamente, significativamente superior a lo registrado al cierre del 2016 (4.0%).

Cabe mencionar que, en enero del 2017, se aprobó un crédito suplementario del Ministerio de Energía y Minas por US\$325.0 millones, fondos que se registraron como capital adicional y están destinados al pago de obligaciones del PMRT.

Al cierre del 2017, PETROPERÚ S.A. tuvo un Flujo de Caja Operativo de US\$165.0 millones, mientras que, al cierre del año móvil a marzo 2018, el Flujo de Caja Operativo ascendió a US\$162.8 millones (US\$374.9 millones a diciembre 2016). A ellos se le sumó el desembolso de US\$717.3 millones en diciembre 2017 y US\$731.5 millones a 12M Marzo 2018, con lo cual el Flujo de Caja Libre resultó negativo en US\$552.3 y 568.6 millones, respectivamente (negativo en US\$523.5 millones a diciembre 2016).

Asimismo se suscribió un programa de bonos internacionales por US\$2,000 millones. Así, la nueva deuda al cierre del primer trimestre del 2018 y al cierre del 2017 asciende a US\$3,513.2 y 3,304.3 millones, respectivamente. Ésta fue considerablemente superior a la registrada en el 2016 (US\$1,982.4 millones). Como resultado, la variación de caja fue de US\$589.2 millones (US\$67.8 millones a diciembre 2016).

Al descomponer por moneda, el saldo de deuda financiera a diciembre 2017, el 80.1% del financiamiento se encontraba en dólares.

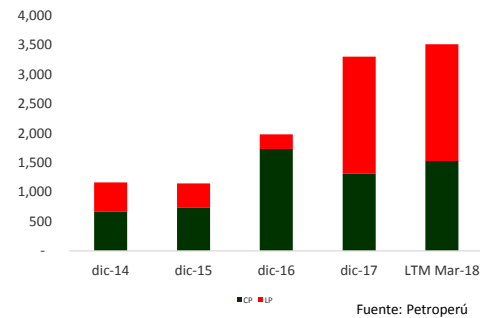
A pesar de lo anterior, A&A resalta el explícito apoyo del Gobierno al publicar normas que tienen efecto directo sobre el desempeño financiero y operativo de la Empresa, haciéndola más competitiva y eficiente en su rubro.

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 marzo 2018, la deuda financiera ascendió a US\$3,513.2 millones, mientras que al cierre del 2017, el saldo fue de US\$3,304.3 millones. Cabe mencionar que, al cierre del 2016, la deuda financiera ascendió a US\$1,982.4 millones. El incremento se dio principalmente para el financiamiento del PMRT.

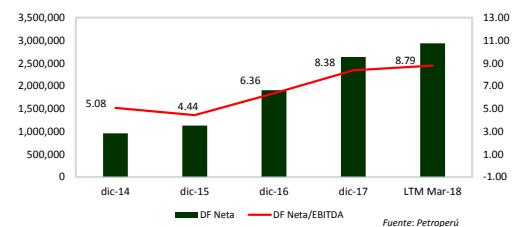
Deuda Financiera (MM US\$)



Cabe señalar que la deuda financiera se incrementó principalmente por la emisión de bonos corporativos internacionales en junio 2017, mencionados anteriormente.

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 10.51 y 10.49x a 12M marzo 2018 y diciembre 2017, respectivamente, mientras que para el cierre del 2016, este indicador ascendió a 6.61x.

Deuda Financiera Neta y Deuda Financiera Neta/ EBITDA



Al deducirse la caja de la deuda financiera, el ratio de apalancamiento para el 2016 fue de 6.36x y al cierre del año 2017 ascendió a 8.38x. Asimismo, el ratio al cierre del año móvil marzo 2018 fue de 8.79x.

Los niveles de cobertura, medidos por EBITDA / Servicio de Deuda para el cierre del 2017 y al año móvil a marzo 2018 fueron de 0.21x y 0.23x, respectivamente. Si al servicio de deuda calculado no le consideramos la deuda 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 ascendería a 6.6x a marzo 2018 y 6.1x al cierre del 2017. Cabe mencionar que al cierre del 2016 si contaba con porción corriente de deuda de largo plazo por lo que el indicador ascendería a

Por su parte, en el ratio de liquidez corriente de PETROPERÚ S.A. se vio una mejora en el periodo, debido al aumento del saldo de caja (el cual irá disminuyendo conforme avance los requerimientos del PMRT) y la disminución de las obligaciones a corto plazo. Así, el

indicador aumentó de 0.42x a diciembre 2016 a 1.02x a diciembre 2017.

Las líneas de crédito que tenía PETROPERÚ S.A. al cierre del 2017 ascendían a US\$2,361.0 millones; de las cuales el 43.0% se encontraban sin utilizar (US\$ 1,015.8 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\$334.0 millones se emplearon para el PMRT y US\$978.0 millones para capital de trabajo.

■ Inversión Ambiental

Proyecto Modernización Refinería Talara (PMRT)

PETROPERÚ S.A. cuenta con la obligación de desarrollar el PMRT, el cual consiste en la construcción de una nueva refinería, siendo su principal objetivo producir combustibles con un máximo de 50 ppm de azufre dispuesto en la ley N° 28694.

El PMRT llevado a cabo por PETROPERÚ S.A. es un megaproyecto que implica en la construcción de nuevas instalaciones industriales, así como la ampliación de las existentes, lo cual permitirá:

- i) Incremento de la capacidad de refino de la Refinería Talara de 65 a 95 MBPD: Actualmente se emplea el 84% de la capacidad productiva, debido a que no se cuenta con el equipamiento necesario para producir Diésel y gasolinas con menos de 50 ppm de azufre, por lo que se opta por importar este producto.

Al concluir el proyecto, la Empresa podrá hacer uso de la totalidad de su capacidad instalada e incrementar la producción de combustibles que cumplan con la regulación y que permitan generar mayores márgenes. Asimismo, PETROPERÚ S.A. se convertirá en la empresa con mayor capacidad de refino a nivel nacional (125 MBPD).

- ii) El procesamiento de crudos pesados y más económicos: El Perú dispone de grandes reservas de crudo pesado en la selva, el PMRT al permitir procesar crudos de distintos grados de API, incrementará la flexibilidad de aprovisionamiento de materias primas y la reducción de costos de los insumos.

Certificaciones

A diciembre 2017, PETROPERÚ se convirtió en la primera empresa peruana, en el sector hidrocarburos, en certificarse de manera corporativa en el Sistema Integrado de Gestión

Corporativo (SIG-C). Esta certificación comprende las normas internacionales ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y OHSAS 18001:2007. Asimismo, la herramienta corporativa gestiona la protección ambiental, la prevención de accidentes, el deterioro de la salud en el trabajo y la satisfacción de las necesidades de los clientes. De esta manera, busca sistematizar la gestión de calidad, ambiente y seguridad y salud en el trabajo, mediante el uso de un aplicativo corporativo.

■ 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. 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 entra en operación el PMRT (2021), este ratio retornaría al promedio histórico en el año 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 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 ésta acción pondría en peligro su solvencia y la realización de éste 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/o 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 reperfilar 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 la presente Cláusula 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.

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

	LTM Mar-18	dic-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13
Rentabilidad (%)						
Deterioro de Activo (1)	-	-	-	(26,676)	37,371	-
EBITDA ⁽¹⁾	334,141	314,932	300,056	318,884	114,632	235,168
Mg. EBITDA	7.8%	7.8%	8.9%	9.1%	2.3%	4.3%
FCF / Ingresos	-13.4%	-13.6%	-15.4%	-8.9%	-10.3%	-4.3%
ROE ⁽²⁾	14.0%	13.5%	4.0%	16.2%	-7.7%	1.7%
Cobertura (x)						
EBITDA / Gastos financieros	6.60	6.07	12.87	16.11	5.41	18.55
EBITDA / (G. Financieros + Porción Corriente Deuda LP)	6.60	6.07	1.58	3.09	0.22	18.55
EBITDA / Servicio de deuda ⁽³⁾	0.21	0.23	0.19	0.47	0.17	0.37
FCF / Servicio de deuda	(0.33)	(0.37)	(0.31)	(0.43)	(0.72)	(0.35)
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.04	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)
Estructura de capital y endeudamiento (x)						
Deuda Financiera / Capitalización	67.3%	67.1%	64.0%	55.2%	57.0%	37.8%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	18.72	37.91	5.82	5.34	-23.96	-8.62
Deuda financiera total / EBITDA	10.51	10.49	6.61	3.62	10.19	2.63
Deuda financiera neta / EBITDA	8.79	8.38	6.36	3.56	8.39	2.17
Deuda financiera neta de caja y FEPC* / EBITDA	8.79	8.38	6.09	3.58	8.43	2.03
Deuda ajustada total / EBITDAR	10.51	10.49	6.61	3.62	10.19	2.63
Deuda ajustada neta / EBITDAR	8.79	8.38	6.36	3.56	8.39	2.17
Costo de financiamiento estimado	0.6%	0.7%	1.5%	1.7%	2.4%	1.6%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	43.5%	39.9%	79.0%	56.7%	57.2%	100.0%
Balance						
Activos totales	6,018,628	5,938,743	4,176,755	2,753,100	2,717,514	2,618,616
Caja e inversiones corrientes	576,592	666,141	74,005	19,036	206,737	108,205
Deuda financiera Corto Plazo	1,527,970	1,319,200	1,566,776	654,284	668,387	619,075
Porción Corriente de Deuda Largo Plazo	-	-	166,667	83,333	500,000	-
Deuda financiera Largo Plazo	1,985,237	1,985,124	248,923	416,667	-	-
Deuda financiera total	3,513,207	3,304,324	1,982,366	1,154,284	1,168,387	619,075
Patrimonio Total	1,704,912	1,617,604	1,115,924	938,428	882,405	1,019,952
Capitalización ajustada	5,218,119	4,921,928	3,098,290	2,092,712	2,050,793	1,639,028
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	162,827	165,017	374,889	229,343	(43,359)	(88,544)
Inversiones en Activos Fijos e Intangibles	-731,468	(717,336)	(898,354)	(540,440)	(474,000)	(147,621)
Flujo de caja libre (FCF) ⁽⁴⁾	-568,641	(552,319)	(523,465)	(311,097)	(517,359)	(236,165)
Otras inversiones, neto	-542,204	(511,183)	(202,646)	-	-	-
Variación neta de deuda	1,404,283	1,336,357	793,901	186,699	642,721	257,836
Otros financiamientos, netos	0	-	-	18,365	1,377	-
Variación de caja	293,438	589,212	67,790	(106,034)	126,738	21,671
Resultados						
Ingresos	4,256,799	4,051,574	3,389,974	3,488,443	5,035,158	5,450,637
Variación de Ventas	5.1%	19.5%	-2.8%	-30.7%	-7.6%	-59.3%
Utilidad operativa (EBIT)	282,667	265,291	249,714	305,194	33,594	199,868
Gastos financieros	50,640	51,844	23,318	19,788	21,178	12,680
Resultado neto	233,154	185,104	40,686	147,280	(73,066)	32,910
Información y ratios sectoriales						
Rotación de inventarios	64.37	67.85	76.70	63.06	45.28	62.23
Rotación de cuentas por cobrar	29.12	26.41	28.65	24.48	17.34	18.58
Rotación de cuentas por pagar	56.36	81.41	93.04	40.02	24.05	42.78

(1) EBITDA = Ut. Operativa (No incluye otros ingresos y egresos) + Depreciación + Amortización. En el 2014 se incluía en el costo de ventas el deterioro de activos; sin embargo, no es un costo que implique salida de dinero por lo que se le 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 2014 y 2015.

ANTECEDENTES

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

DIRECTORIO

Hernán Barros Cruchaga	Vicepresidente del Directorio
Alex Alvarado Arauzo	Director
Patricia Carreño Ferrer	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Estaban Mario Bertarelli Bustamante	Gerente General
Carlos Adrián Linares Peñaloza	Gerente Corporativo de Finanzas
Rubén Martín Contreras Arce	Secretario General
Carmen Magaly Beltrán Vargas	Gerente Corporativo Departamento Legal (e)
Gustavo Navarro Valdivia	Gerente Comercial
Jose Alfredo Coronel Escobar	Gerente Refinación (e)
Jorge Reynaldo Almaraz Mauricio	Gerente Refinación Talara
Guillermo Felix Bergelund Seminario	Gerente de Cadena de Suministro
Manuel Jesús Ugaz Burga	Gerente Oleoducto (e)
Beatriz Regina Alva Hart	Gerente Corporativo de Gestión Social y Comunicaciones
Luis Suarez Carlo	Gerente Corporativo de Planeamiento y Gestión de Riesgos
José Manuel Rodríguez Haya	Gerente Corporativo de Recursos Humanos
Michel Adum Abdala	Gerente Corporativo de Seguridad Ambiental y Salud (e)
Luis Renato Sanchez Torino	Gerente de Relación con Inversionistas (e)
Percy Ronald Espino Menacho	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.aa.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 1.1% 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.