



Petróleos del Perú – (PETROPERÚ S.A.)

Informe Trimestral

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. (2)	CP-1(pe)	CP-1(pe)

Con Información financiera no auditada a setiembre 2018.

(1) Clasificación otorgada en Comité de fecha 30/11/2018 y 17/04/2017

(2) Clasificaciones otorgadas en Comité de fecha 30/11/2018 y 17/04/2017

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	LTM Sep-18	dic-17	dic-16
Ingresos	4,755,695	4,051,574	3,389,974
EBITDA	273,237	314,932	300,056
Flujo de Caja Operativo (CFO)	(222,610)	165,017	374,889
Deuda Financiera Total	3,749,650	3,304,324	1,982,366
Caja y valores	138,293	666,141	74,005
Deuda Financiera / EBITDA	13.72	10.49	6.61
Deuda Financiera Neta / EBITDA	13.22	8.38	6.36
EBITDA / Gastos Financieros	6.90	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 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 distribuible 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 24 de mayo del 2018, 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 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 47.8% 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 de entrada, debido a los elevados niveles de inversión que se requiere para su funcionamiento y a la presencia de economías de escala.

¹ Oficina de Normalización Previsional

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 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, que comprende la construcción de una nueva refinería, 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 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.

■ 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 46% de la capacidad total de refino del Perú, mientras que el 54% 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 setiembre 2018, PETROPERÚ S.A. tiene una participación del 47.8% 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. Cabe mencionar que se ordenaron mandato de suspensión o restricción para los tres tramos:

Tramo Suspendido	Fecha de paralización	Fecha de reinicio de operación
Tramo I del ONP	Febrero 2016	Setiembre 2017
Tramo II del ONP	Enero 2016	Junio 2017
Oleoducto Ramal Norte	Febrero 2016	Febrero 2017

Fuente: Petroperú S.A.

Es importante mencionar que 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.



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 primer 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 2020.

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 Pacific Stratus Energy y se estima que culmine en el mes de setiembre 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 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.

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 setiembre 2018, se tienen 668 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 demandan, 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 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 2018, ascendió a US\$778.6 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\$1,159.6 millones de inversión. Cabe mencionar que, a setiembre 2018, el PMRT presenta un avance del 70.72%.

- 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.

- 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 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 año móvil a setiembre 2018, aproximadamente el 35.9% del crudo utilizado (37.4% a diciembre 2017).

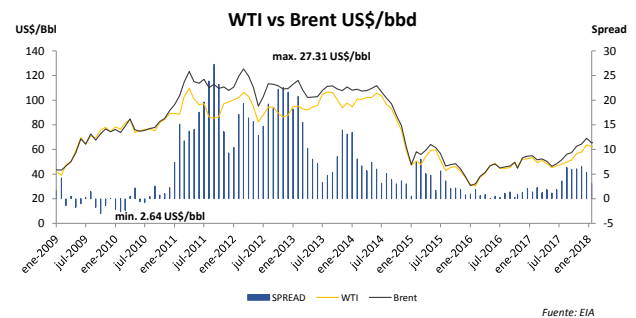
Asimismo, el 90.6% de las compras de derivados fueron importaciones. Cabe resaltar que la participación de las importaciones en las compras de insumos es significativamente alta debido a la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 009-2015-MINAM y D.S. 038-2016-EM, por lo cual se incrementó el número 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 setiembre 2018, la demanda nacional de combustibles líquidos ascendió a 188.82 miles de barriles por día, disminuyendo en 4.2% con respecto al cierre del 2017 y 10.4% con respecto a setiembre 2017 (197.02 miles de barriles por día y 210.83 miles de barriles por día, respectivamente).

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 año móvil a setiembre 2018; fue en promedio US\$5.5 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\$8.7 por barril.



Al cierre del tercer trimestre del 2018, el precio del crudo WTI ascendió US\$70.2 por barril, nivel significativamente superior a lo registrado al cierre de setiembre 2017, el cual ascendió a US\$49.8 por barril. Durante el último trimestre del 2017 y hasta el tercer trimestre del 2018, el precio tuvo una tendencia al alza. Así en promedio, durante el año móvil a setiembre 2018 el precio ascendió a US\$64.0 por barril mientras que al cierre del 2017 el precio promedio fue de US\$50.9 por barril.

Este incremento 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, en la cual se determinó mantener el acuerdo de mantener a Congo como miembro.

Al cierre del periodo analizado, el precio del crudo Brent cerró en US\$78.9 por barril, por encima del precio con el que cerró el año 2017 (US\$64.4 por barril). Cabe mencionar que en promedio durante los últimos doce meses a setiembre 2018, el precio ascendió a US\$69.5 por barril, mientras que durante el 2017 el precio promedio por barril fue de US\$54.2.

El Energy Information Administration (EIA) espera que el Brent tenga un precio promedio de US\$72 por barril durante el 2019 y que el WTI se mantenga US\$7 por barril por debajo del Brent. Si bien los precios del crudo han tenido una tendencia ascendente durante el 2018, EIA espera que los precios para el siguiente año disminuyan debido al incremento en los inventarios de crudo durante el segundo semestre del 2018 y 2019.

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

Las reducciones en producción continuarán hasta fines del 2018 y tanto Rusia como Arabia Saudita anunciaron que volverán a evaluar dicha reducción, debido a la disminución de la producción en Venezuela y la incertidumbre sobre los niveles de producción en Irán. No obstante, la EIA espera que esta disminución se compensará con el aumento en la producción de países productores del Golfo Pérsico.

Cabe mencionar que 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 tercer trimestre del 2018, el monto por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos – DGH (FEPC) fue de S/ 152.8 millones, cifra inferior 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 abril del 2010 y el 1ro. de diciembre del 2011. En el caso de Lima y Callao, la comercialización se inició el 15 de julio del 2011.

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

■ Operaciones

Al cierre del año móvil a setiembre 2018, PETROPERÚ S.A. compró 23.3 MMbbls de crudo, 0.7% por debajo del volumen comprado al cierre de diciembre 2017.

La participación de crudo importado en la carga a las refinerías de la Empresa disminuyó ligeramente de 37.4% al cierre del 2017, a 35.9% a 12M a setiembre 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.

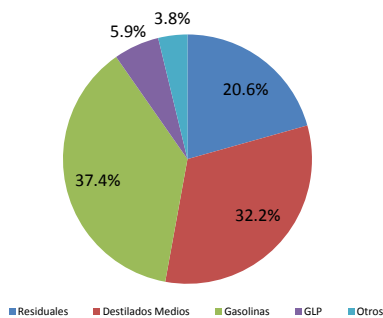
En el caso de los productos derivados, éstos ascendieron a 31.1 MMbbls, 1.4% por encima de lo comprado en el 2017. Entre los productos importados, se destacan el Diésel 2 ULS (67.3% del total de derivados importados) y Nafta Craqueada (16.1%). Por su parte, dentro de los productos nacionales, principalmente estaba compuesto por GLP (56.5%).

Las cuentas por pagar comerciales ascendieron a US\$550.3 millones a setiembre 2018 (US\$772.2 millones al 2017).

Esta disminución se debe principalmente a un menor financiamiento con proveedores extranjeros de crudo y productos refinados.

Al cierre del año móvil a setiembre 2018, se produjeron 29.8 MMbbls, 1.8% por debajo de lo producido en el 2017 (29.3MMbbls). Esta producción se concentró en gasolinas, seguido por Diésel B5 y residuales en menor medida. La capacidad utilizada fue de 70.7%; ésta se mide considerando la carga procesada sobre la capacidad total de la Unidad de destilación primaria.

Composición de la Producción
12M Setiembre 2018



Fuente: Petroperú

Las ventas totales de productos de hidrocarburos, al cierre del año móvil a setiembre 2018, ascendieron a 54.6 MMbbls, ligeramente por debajo de lo que se vendió en el 2017 (53.0 MMbbls). Del total vendido, PETROPERÚ S.A. exportó el 13.5%, mostrando una disminución de 0.2% en el volumen vendido con respecto del 2017. Lo anterior fue resultado de la menor exportación de Diésel 2.

Por su parte, la venta de combustible de PETROPERÚ S.A. en el mercado local incrementó ligeramente en 3.6%. Este incremento se explica principalmente por la mayor venta de Diésel B5 S-50 con aditivo (+612 Mbl), Gasohol 90 (+326 Mbl) y Diésel B5 S-50 (+151 Mbl).

Cabe mencionar que la mayor demanda de Diésel B5 de bajo azufre vino por parte de clientes mayoristas (Numay, Primax y Pecsá), generadoras eléctricas y empresas mineras (Las Bambas y Antapaccay).

Sin embargo, al cierre del año móvil a setiembre 2018, las ventas al mercado externo se mantuvieron al mismo nivel que el 2017. Así, el volumen vendido ascendió a 7.4 MMbbls (7.4 MMbbls en el 2017). Entre los productos que más destacan son N°6 Fuel Oil (42.8% del total de ventas al exterior), Nafta Virgem (22.7% del total de ventas al exterior) y Diésel 2 (15.1% del total de exportación).

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, al cierre del tercer trimestre del 2018, éstas ascendieron a US\$350.1 millones, 19.4% por encima de lo registrado al cierre del 2017. El aumento se debió fundamentalmente a las mayores cuentas por cobrar a distribuidores mayoristas (+US\$33.9 millones), seguido por las cuentas por cobrar al Mercado Externo (+US\$11.2 millones) y Negocios de Aviación (+US\$5.1 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 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.

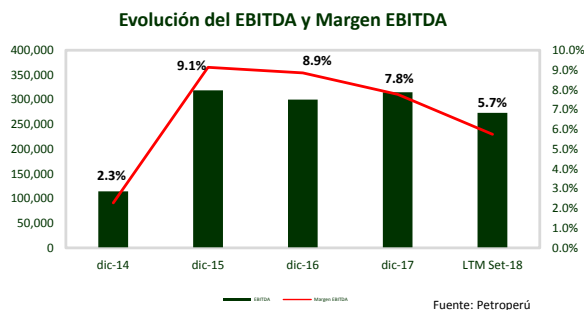
Actualmente, se ha reducido el efecto que el FEPC tiene sobre las necesidades de capital de trabajo y la generación de flujos de caja de las refinerías del país.

Al cierre del tercer trimestre del 2018, se observó una tendencia al alza en el precio del crudo. Sin embargo, este incremento fue limitado por las expectativas que la producción de crudo en Estados Unidos continúe creciendo.

Los ingresos de PETROPERÚ S.A. mostraron un importante crecimiento al cierre del año móvil a setiembre 2018 (+17.4%). De este modo, el monto ascendió a US\$4,755.7 millones, mientras que en el 2017 fueron de US\$4,051.6 millones. Es importante mencionar que, si bien el volumen de ventas fue mayor en 1,607 Mbl, el incremento en las ventas se debió al mayor precio promedio el cual se incrementó de US\$73.4 por barril en setiembre 2017 a US\$87.6 por barril al cierre de setiembre 2018.

Por su parte, los gastos administrativos, al cierre del año móvil a setiembre 2018, ascendieron a US\$187.0 millones (+4.5% vs diciembre 2017). Este aumento fue resultado principalmente de las mayores cargas de personal, específicamente en el rubro de bonificaciones, el cual aumentó en US\$11.4 millones. Lo anterior es resultado de la negociación colectiva por acuerdo arbitral.

El EBITDA (Ut. Operativa sin considerar otros ingresos y egresos + depreciación + amortización) registrado por PETROPERÚ S.A., al cierre del año móvil a setiembre 2018, ascendió a US\$273.2 millones y el margen EBITDA fue de 5.7% (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 año móvil a setiembre 2018, ascendieron a US\$39.6 millones (US\$51.8 millones a diciembre 2017). Esta disminución se debió al mayor resultado neto en instrumentos financieros derivados (+US\$16.1 MM), menores intereses en financiamiento de corto plazo (-US\$4.7 MM) y a los mayores intereses recibidos por depósitos en cuenta corriente (+US\$1.6 MM), debido a la implementación de una estrategia de reducción de costos financieros y una mayor rentabilización de excedentes.

A pesar de registrar una menor generación de EBITDA, la Empresa consiguió registrar un ligero incremento en la utilidad neta. Así esta ascendió a US\$185.6 millones a doce meses setiembre 2018 (US\$185.1 MM al cierre de diciembre 2017). Este resultado se debió principalmente a: (i) intereses cobrados a la SUNAT por indebido cobro de multas por caso Turbo A-1; y, (ii) menores gastos financieros mencionados en el párrafo anterior.

Así, el ROE, al cierre del año móvil a setiembre 2018, ascendió a 10.9%, por debajo a lo registrado al cierre del 2017 (13.5%).

Al cierre de los doce meses a setiembre 2018, PETROPERÚ S.A. tuvo un Flujo de Caja Operativo negativo por US\$222.6 millones (US\$165.0 millones positivo al cierre del 2017). A ello se sumó el desembolso de US\$638.5 millones por inversiones en activo fijo y dio como resultado un Flujo de Caja Libre negativo en US\$861.1 millones al cierre del

periodo analizado (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 tercer trimestre del asciende a US\$3,749.7 millones. Ésta fue superior a la registrada en el 2017 (US\$3,304.3 millones). A pesar de ellos, la variación de caja fue negativa en US\$610.7 millones (US\$589.2 millones a diciembre 2017) debido a las inversiones en activos fijos.

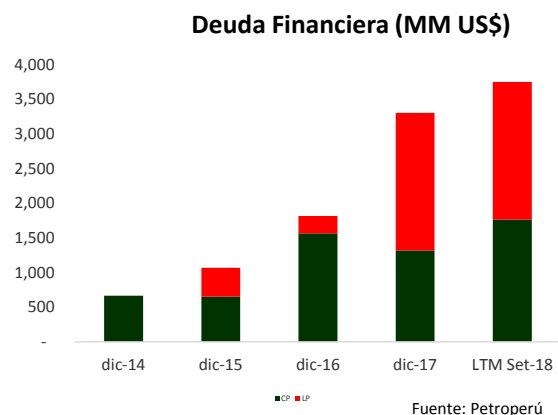
Al descomponer por moneda, el saldo de deuda financiera a setiembre 2018, el 86.3% del financiamiento se encontraba en dólares.

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

Adicionalmente, A&A espera que lo anterior se vea reforzado con la culminación de la construcción de la nueva refinería de Talara (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.

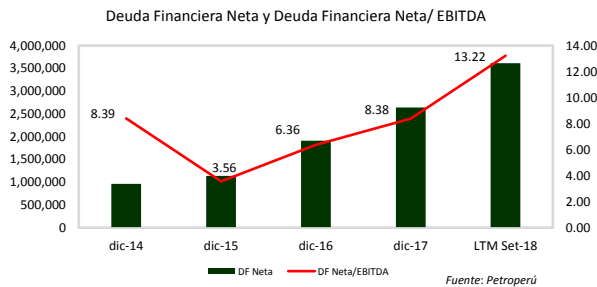
■ Estructura de capital

A setiembre 2018, la deuda financiera ascendió a US\$3,749.7 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.



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 13.72x durante los 12 meses a setiembre 2018, respectivamente, 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 móvil a setiembre 2018 ascendió a 13.22x.

El nivel de cobertura, medido por EBITDA / Servicio de Deuda para el cierre del año móvil a setiembre 2018 fue de 0.15x (0.23x al cierre del 2017). 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 6.9x para los 12M setiembre 2018 y 6.1x al cierre del 2017.

Por su parte, el ratio de liquidez disminuyó con respecto al 2017 (de 1.02x a 0.87x). Esto se debió a la significativa disminución del nivel de caja a causa de los requerimientos del PMRT y el aumento de las obligaciones de corto plazo.

Las líneas de crédito que tenía PETROPERÚ S.A. al cierre del tercer semestre del 2018 ascendían a US\$2,834.0 millones; de las cuales el 36.3% se encontraban sin utilizar (US\$ 1,028.2 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\$332.1 millones se emplearon para el PMRT y US\$1394.0 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. 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 (2020), 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 2020, 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 cual 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 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.

Fuente: Petroperú



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

(Cifras en miles de dólares)

	LTM Set-18	dic-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13
Rentabilidad (%)						
EBITDA ⁽¹⁾	273,237	314,932	300,056	318,884	114,632	235,168
Mg. EBITDA	5.7%	7.8%	8.9%	9.1%	2.3%	4.3%
FCF / Ingresos	-18.1%	-13.6%	-15.4%	-8.9%	-10.3%	-4.3%
ROE ⁽²⁾	10.9%	13.5%	4.0%	16.2%	-7.7%	1.7%
Cobertura (x)						
EBITDA / Gastos financieros	6.90	6.07	12.87	16.11	5.41	18.55
EBITDA / (G. Financieros + Porción Corriente Deuda LP)	6.90	6.07	1.58	3.09	0.22	18.55
EBITDA / Servicio de deuda ⁽³⁾	0.15	0.23	0.19	0.47	0.17	0.37
FCF / Servicio de deuda	(0.46)	(0.37)	(0.31)	(0.43)	(0.72)	(0.35)
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	(0.38)	0.12	(0.27)	(0.40)	(0.42)	(0.18)
CFO / Inversión en Activo Fijo	(0.35)	0.23	0.42	0.42	(0.09)	(0.60)
Estructura de capital y endeudamiento (x)						
Deuda Financiera / Capitalización	67.9%	67.1%	64.0%	55.2%	57.0%	37.8%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	28.26	37.91	5.82	5.34	-23.96	-8.62
Deuda financiera total / EBITDA	13.72	10.49	6.61	3.62	10.19	2.63
Deuda financiera neta / EBITDA	13.22	8.38	6.36	3.56	8.39	2.17
Deuda financiera neta de caja y FEPC* / EBITDA	13.22	8.38	6.09	3.58	8.43	2.03
Costo de financiamiento estimado	0.5%	1.6%	1.5%	1.7%	2.4%	1.6%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	47.0%	39.9%	79.0%	56.7%	57.2%	100.0%
Balance						
Activos totales	6,294,759	5,938,743	4,176,755	2,753,100	2,717,514	2,618,616
Caja e inversiones corrientes	138,293	666,141	74,005	19,036	206,737	108,205
Deuda financiera Corto Plazo	1,764,180	1,319,200	1,566,776	654,284	668,387	619,075
Deuda financiera Largo Plazo	1,985,470	1,985,124	248,923	416,667	-	-
Deuda financiera total	3,749,650	3,304,324	1,982,366	1,154,284	1,168,387	619,075
Patrimonio Total	1,769,738	1,617,604	1,115,924	938,428	882,405	1,019,952
Capitalización ajustada	5,519,388	4,921,928	3,098,290	2,092,712	2,050,793	1,639,028
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	(222,610)	165,017	374,889	229,343	(43,359)	(88,544)
Inversiones en Activos Fijos e Intangibles	(638,522)	(717,336)	(898,354)	(540,440)	(474,000)	(147,621)
Flujo de caja libre (FCF) ⁽⁴⁾	(861,132)	(552,319)	(523,465)	(311,097)	(517,359)	(236,165)
Otras inversiones, neto	(172,085)	(511,183)	(202,646)	-	-	-
Variación neta de deuda	422,497	1,336,357	793,901	186,699	642,721	257,836
Otros financiamientos, netos	-	-	-	18,365	1,377	-
Variación de caja	(610,720)	589,212	67,790	(106,034)	126,738	21,671
Resultados						
Ingresos	4,755,695	4,051,574	3,389,974	3,488,443	5,035,158	5,450,637
Variación de Ventas	17.4%	19.5%	-2.8%	-30.7%	-7.6%	-59.3%
Utilidad operativa (EBIT)	221,990	265,291	249,714	305,194	33,594	199,868
Gastos financieros	39,612	51,844	23,318	19,788	21,178	12,680
Resultado neto	185,636	185,104	40,686	147,280	(73,066)	32,910
Información y ratios sectoriales						
Rotación de inventarios	65.00	67.85	76.70	63.06	45.28	62.23
Rotación de cuentas por cobrar	26.87	26.41	28.65	24.48	17.34	18.58
Rotación de cuentas por pagar	47.93	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 incluyó 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 a 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 periodos 2014 y 2015.

EBITDA: Ut. operativa + Deprec.+ Amort.+Deterioro Activo FFO: Rstdo. Neto + Deprec.+ Amort. + Rstdo. en Venta de Activos + Castigos y Prov. + Otros ajustes al Rstdo. Neto + Var. en Otros Activos activos + Castigos y Provisiones +Var. en otros pasivos -Dividendos preferentes. Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias -cambio en cuentas por cobrar comerciales. CFO: FFO + Variación de capital de trabajo. FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes. Cargos fijos= Gastos financieros + Dividendos preferentes + Arriendos. Deuda fuera de balance: Incluye fianzas, avales y arriendos anuales multiplicados por el factor 6.8. Servicio de deuda:Gastos financieros + deuda de corto plazo. *FEPC= Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles.

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 Beltran Vargas	Gerente Corporativo Departamento Legal
Gustavo Navarro Valdivia	Gerente Comercial
Jose Alfredo Coronel Escobar	Gerente Refinación
Jorge Reynaldo Almestar Mauricio	Gerente Refinación Talara
Guillermo Felix 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 Suarez Carlo	Gerente Corporativo de Planeamiento y Gestión de Riesgos
José Manuel Rodríguez Haya	Gerente Corporativo de Recursos Humanos
Victor Huarcaya Palomino	Gerente Corporativo de Seguridad Ambiental y Salud (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.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 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.