

Petróleos del Perú – (Petroperú S.A.)

Informe Anual

Ratings

Tipo Instrumento	Rating Actual	Rating Anterior
Obligaciones de Largo Plazo	AA-(pe)	AA+(pe)

Con Información financiera auditada a diciembre 2016 y no auditada a marzo 2017.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 07/06/2017 y 16/03/2016.

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de S/)	12M mar-17	dic-16	dic-15
Ingresos	12,033,639	11,443,006	11,906,055
EBITDA	976,706	1,016,878	1,088,350
Flujo de Caja Operativo (CFO)	(1,327,457)	500,917	782,747
Deuda Financiera Total	6,745,615	6,588,075	3,920,568
Caja y valores	377,175	248,656	64,971
Deuda Financiera / EBITDA	6.91	6.48	3.60
Deuda Financiera Neta / EBITDA	6.52	6.23	3.54
EBITDA/Gastos Financieros	10.15	12.95	16.11

Fuente: Petroperú

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

Analistas

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

Chris Tupac
 (511) 444 5588
chris.tupac@aai.com.pe

Fundamentos

Apoyo & Asociados (A&A) modificó las clasificación de AA+(pe) a AA-(pe) de Petroperú debido a lo siguiente:

1. 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. Lo anterior se debió a la incorporación de la ejecución de unidades auxiliares en el proyecto, las cuales se encuentran en proceso de convocatoria. Cabe mencionar que se han producido retrasos en la obtención del financiamiento para el proyecto, lo cual generó que se incremente la utilización de financiamiento de corto plazo, reduciendo su liquidez. Se espera que esta situación se revierta al realizarse la emisión de bonos por US\$2,000 millones.
2. El incremento de la deuda requerida para el financiamiento del PMRT, la cual ascendería a un estimado de US\$4,250 millones, como consecuencia del aumento del monto de inversión estimado (que ha pasado de US\$4,000 a 5,400 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. Cabe mencionar que Apoyo & Asociados espera que el nivel de apalancamiento se normalice una vez que el PMRT haya entrado en operación.
3. Al elevarse el monto de endeudamiento, la garantía explícita otorgada por el Estado peruano por hasta US\$1,000 millones se diluye entre una mayor deuda, la misma que está limitada a coberturas de hasta US\$200 millones por año.

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 1 de junio del 2017, FitchRatings asignó rating de BBB+ a la emisión de US\$ 2,000 millones de Petroperú, mientras que S&P otorgó el rating de BBB- a la referida emisión que Petroperú realizará en Junio.

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

¹ Oficina de Normalización Previsional

de la refinería Talara (PMRT) y el reciente aporte de capital por US\$315 millones, realizado en enero del 2017.

Por otro lado, se ha considerado que Petroperú posee una posición estratégica para el abastecimiento nacional de hidrocarburos líquidos al contar con el 47.7% capacidad de refinación del país, siendo una fuente estratégica de abastecimiento de energía; y además es la líder en el mercado interno de combustibles con el 51% de participación. La Empresa está integrada verticalmente, lo cual le permite tener participación a lo largo de toda la cadena de valor del sector 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 norperuano (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, así como cercanía a sus clientes.

La compañía 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 expuesto a la volatilidad de la cotización del crudo y de los combustibles que comercializa, Petroperú, 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 en la adecuación de la refinería de Talara para producir Diésel y gasolinas con menos de 50 ppm de azufre, genere mejoras en los márgenes de refinación e incremente la flexibilidad de las estructuras de costos y la estabilidad en los flujos de la Empresa, a partir de su puesta en marcha en el 2020. Todo lo anterior, al permitirle procesar crudos con mayor realización económica (crudos más pesados como los provenientes de la selva peruana), además de aumentar la carga de la unidad primaria y la elaboración de productos que a la actualidad se importan.

¿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:

- El debilitamiento del respaldo que tiene Petroperú por parte del Estado, lo cual incluye una disminución en la clasificación del riesgo soberano del país.
- 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.

■ Hechos relevantes

El 8 de mayo del 2017, el Ministerio de Economía y Finanzas dio su conformidad sobre la operación de endeudamiento externo destinada a financiar parcialmente el PMRT. Ésta se realizará bajo la modalidad de emisiones de bonos, hasta por US\$2,000 millones, sin la garantía del Gobierno.

Esta medida va en línea con el acuerdo llevado a cabo en Junta General de accionistas de Petroperú, el 7 de marzo del 2017, en dónde se aprobó la emisión de bonos en el mercado internacional, hasta por US\$3,000 millones para el financiamiento del PMRT.

Cabe mencionar que en enero del 2017, mediante Decreto Supremo N°005-2017-EF, se aprobó un crédito suplementario del Ministerio de Energía y Minas por S/ 1,056.0 millones (US\$315 millones), fondos que se registraron como capital adicional y están destinados al pago de obligaciones del PMRT. Este aporte se hizo efectivo el 23 de febrero del 2017.

Por otro lado, al cierre de diciembre del 2016, se publicó el DL N°1292; éste declara de necesidad pública e interés nacional la operación segura del ONP y dispone la reorganización y mejora del gobierno corporativo de Petroperú.

De manera más precisa, sobre el ONP, el DL dispone que se realicen las inversiones necesarias para poner en operatividad el ONP y que esto se realice de forma segura. Asimismo, menciona que en un plazo no mayor a 360 días se aprobará un esquema de regulación tarifaria, en el marco del Contrato de Concesión suscrito entre el Estado y Petroperú, el cual garantice su sostenibilidad financiera en el largo plazo.

Asimismo, se ha dispuesto la reorganización y modernización de la Empresa en un plazo de 720 días, luego del cual retornará al ámbito del FONAFE.

En febrero del 2016, Osinergmin ordenó la suspensión de la operación del Oleoducto Norperuano, debido a derrames de petróleo que acontecieron a inicios del año. Cabe mencionar que, entre febrero y noviembre del 2016, se registraron diez siniestros que perjudicaron la operatividad del ONP, motivo por el que el 3 de noviembre del 2016, Petroperú decidió declarar en estado de emergencia a esta estructura.

En el periodo de evaluación se han producido dos cambios de Directorio en Petroperú. El primer cambio se produjo en junio del 2016, mientras que el segundo se dio a inicios de diciembre. Asimismo, Petroperú cedió parcialmente su

posición contractual en el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación del Lote 64, a favor de Geopark del Perú SAC.

■ Perfil

Petróleos del Perú (Petroperú), 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 de manera indirecta a través de una red de EESS afiliadas.

La Empresa fue constituida, por Decreto Ley 1775, el 24 de julio de 1969, y el Estado es el propietario de todas las acciones representativas de capital; de forma más precisa, el 60% de las acciones está bajo el control del Ministerio de Energía y Minas (MEM), mientras que el 40% restante es controlado por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

Petroperú se rige por la Ley Orgánica N°28840, la cual establece las actividades que la empresa está habilitada para desempeñar así como su capacidad de actuar con autonomía económica, financiera y administrativa, de acuerdo con los objetivos y políticas aprobadas por el MEM.

Esta ley también establece que Petroperú 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 Consejo Superior de Contrataciones y Adquisiciones del Estado - CONSUCODE.

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 concentra el 47.7% de la capacidad total de refino del Perú, mientras que el 51.1% 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%

Fuente: Petroperú

Cabe mencionar que solo opera cuatro de las cinco refinерías que posee. A la fecha, la refinерía Pucallpa es arrendada a Maple Gas, mientras que El Milagro se encuentra temporalmente fuera de servicio.

Por otro lado, la Empresa, al poseer una ubicación estratégica a lo largo del territorio peruano, tiene la capacidad de abastecer no solo al principal mercado del país (Lima), sino también al resto de departamentos. Es así que, dada esta ventaja competitiva, Petroperú actúa como proveedor natural de las Fuerzas Armadas y la Policía Nacional.

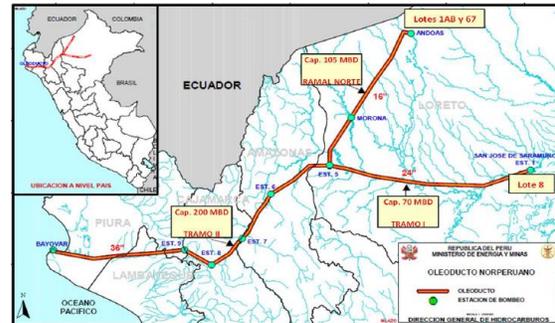
Adicionalmente, es un participante importante en la industria por cuanto satisface al 51% de la demanda de combustibles líquidos del país, la cual en su mayoría está concentrada en Diésel B5, GLP y gasolinas.

Además, cuenta con el único oleoducto que conecta los principales lotes de petróleo con el Terminal de Bayovar. El Oleoducto Norperuano tiene capacidad de transportar 57 millones de barriles por año. Actualmente la Empresa mantiene contratos de transporte con Perenco, Pluspetrol y Pacific Stratus.

El Oleoducto Norperuano consta de tres tramos. Los Tramos I y II (Ramo Principal) empezaron a operar el 24 de mayo de 1977. El ramal norte entró en funcionamiento el 24 de febrero de 1978. Desde febrero del 2016, el ONP se encuentra inhabilitado por orden de OSINERGMIN, debido a los siniestros registrados en esta estructura.

La medida ha tenido un impacto sobre Petroperú y el Lote 192. En el caso del primero, la producción se ha visto afectada, ya que los excedentes de Residual y Nafta no pueden ser trasladados a la costa por el Oleoducto, lo cual incrementa los costos de transporte hacia la Refinería de Talara. En cuanto al lote 192, 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 del combustible. Se espera que el ONP opere al 100% al culminar el segundo semestre del 2017.



Fuente: MEM

Sobre la participación de la Empresa en Lotes para la producción de hidrocarburos; el Ingreso de Petroperú a la explotación del Lote 192, una vez culminado el contrato con Pacific Stratus Energy, está supeditado a las condiciones que acuerde con Perupetro.

El Lote 192 es el mayor bloque del Perú en términos de reservas, se localiza en Loreto y posee 134.5 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.

Perupetro es el propietario de los hidrocarburos extraídos entre el 30 de agosto del 2015 y el 29 de agosto del 2017, por lo que retribuye al contratista mediante pago en especie, con un porcentaje de los hidrocarburos extraídos.

La participación en este lote le permitiría a Petroperú asegurar, como una alternativa, que parte del suministro de crudo de la refinерía 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 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 ratificó la calificación de BBB-.

Asimismo, el 1 de junio del 2017, FitchRatings asignó *rating* de BBB+ a la emisión de US\$ 2,000 millones de Petroperú, mientras que S&P otorgó el *rating* de BBB- a la referida emisión que Petroperú realizará en Junio.

■ Estrategia

La visión de Petroperú 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 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 se ha planteado optimizar sus operaciones comerciales y la logística en la cadena de valor de combustibles, de tal manera que su participación de mercado se incremente a través del aumento en el volumen de ventas y número de estaciones de servicio (EE.SS.) afiliadas (PETRORED).

A marzo 2017, se tienen 655 EE.SS. afiliadas, distribuidas a lo largo del territorio peruano (553 EE.SS. a marzo 2016); ésta es la red más grande de afiliadas a nivel nacional. La Empresa mantiene contratos renovables de exclusividad por tres años con las EE.SS. afiliadas, lo cual le permite participar en el segmento *retail* de manera indirecta.

Asimismo, la política comercial y de descuentos, es revisada para poder fidelizar y ofrecer un mayor valor agregado tanto a sus clientes mayoristas como minoristas. En el caso de mayoristas, la Empresa mantiene contratos de venta por periodos entre 3 y 5 años.

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. Así como 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 ha optado por desarrollar proyectos que permitirán optimizar procesos en las actividades de refinería, los cuales no ponen en peligro la realización del PMRT ni la solvencia de la compañía. 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 (Ilo, Pasco y Puerto Maldonado).

La ejecución del presupuesto de inversiones, a diciembre del 2016, ascendió a S/ 3,893 millones, con un incremento del 82.9% respecto a diciembre del 2015 (S/ 2,129 millones). Los proyectos operativos fueron:

- 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. En el 2016, se destinó a este proyecto S/ 3,879 millones de inversión. Cabe mencionar que a marzo 2017, el PMRT presenta un avance del 56.5%.
- 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.
- Proyecto Construcción y Operación de Planta de Ventas Puerto Maldonado.

Las acciones arriba mencionadas fueron aplicadas en respuesta a la coyuntura en la que la compañía 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.

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 productos industriales. Debido al requerimiento de altas inversiones en activos fijos, existen barreras a la entrada en este subsector, que hacen más probable que el ingreso de un nuevo competidor se dé a través de la compra de una refinería ya existente.

En el Perú, la refinación de petróleo crudo para comercialización de productos refinados, se realiza básicamente por dos empresas: Petroperú 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 (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

Si bien el Perú es deficitario en petróleo crudo liviano, la compañía importa históricamente alrededor del 30% del crudo que emplea en sus operaciones. Esta proporción es considerablemente menor a la de su competidor, debido a que Petroperú tiene acceso directo al crudo de Talara y otros pozos, debido a la ubicación estratégica de sus refinerías.

Sin embargo, la participación de crudo importado se incrementó en el 2016, representando, el 43.9% del crudo empleado (36.1% a diciembre 2015); debido a la inoperatividad del ONP y a la menor actividad de producción de Lotes a nivel nacional, como consecuencia de los menores precios del crudo a inicio del año.

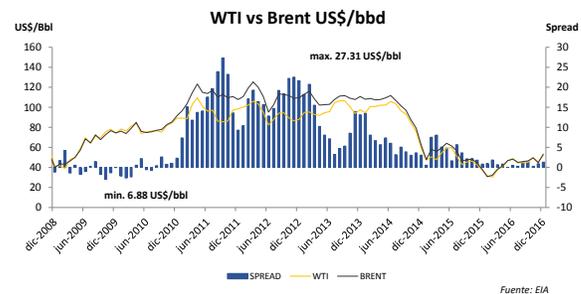
Asimismo, el 87.1% de las compras de derivados fueron importaciones, en línea con la participación mostrada en el 2015. Al cierre del primer trimestre del 2017, se mantuvo esta tendencia, es decir, la participación de importaciones en las compras de crudo y derivados, ascendió a 40.5 y 90.3%, respectivamente.

En el 2016, la demanda por hidrocarburos se incrementó en 5.9% con respecto al año anterior, y ascendió a 89.6 millones de barriles, siendo los combustibles de mayor incremento en la demanda los gasoholes y el Diésel, con 11.9 y 4.9%, respectivamente. Lo anterior, debido a la recuperación de la actividad económica en sectores como minería y electricidad.

Asimismo, el incremento en la demanda interna se debe a la entrada en vigencia de la obligatoriedad en el uso y comercialización de Diésel B5 S-50 en Junín, Tacna y Moquegua. Las ventas al exterior también se incrementaron debido a los mayores excedentes de Petróleos Industriales, como consecuencia del mayor procesamiento de crudo de menor API, ya que, como se mencionó previamente, no había disponibilidad de crudo local liviano.

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. Actualmente, las compras *spot* de petróleo se efectúan con cualquiera de los dos marcadores. La selección del marcador está definida por el vendedor.

El diferencial entre las cotizaciones del crudo Brent y el WTI se redujo considerablemente, en el 2016, fue en promedio US\$0.9 por barril (US\$3.7 por barril en el 2015). Durante este periodo, la mínima y máxima diferencia entre marcadores fue por US\$0.03 y 1.86 por barril, donde el WTI representó el 99.9 y 94.2% del crudo Brent, respectivamente.



Fuente: EIA

Al inicio del 2016, los precios del crudo continuaron con la tendencia a la baja observada desde el 2014. Es así que llegaron a un mínimo histórico en febrero, por debajo de los US\$30 por barril, debido a: i) debilitamiento de la economía China y mundial; ii) el nivel de inventarios de crudo de Estados Unidos se mantuvo por encima del promedio de los últimos cinco años y una estructura tipo *contango* en el mercado de este bien; así como, iii) la decisión de la OPEP de mantener el nivel de producción.

Sin embargo, se ha observado una recuperación, desde junio 2016, producto de la reducción de inventarios de crudo en EEUU, la menor producción de Libia por conflicto interno y la volatilidad en los mercados financieros ocasionada por la salida de Gran Bretaña de la Unión Europea.

A estos factores se suma el impulso que se observa al cierre del año, debido al primer acuerdo de recorte de producción que se tiene desde el 2008. Este recorte es de 1.2 millones de barriles diarios (mbd), hasta un nivel de producción de 32.5 mbd a partir de enero del 2017. Asimismo, se ha logrado que se sumen productores no miembros de la OPEP al compromiso de recorte de producción, como es el caso de Rusia, lo cual ha dado un mayor impulso a la recuperación del crudo.

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.

El Energy Information Administration (EIA) proyecta que el precio promedio del crudo estará alrededor de US\$54 por barril en el 2017, 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; e, 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 principios de marzo del 2017, el precio del crudo disminuyó, debido al incremento de la producción de crudo estadounidense y el mayor nivel de inventarios de éste, el cual llegó al mayor nivel observado en la última década.

El descenso de los precios se produjo a pesar de que se hicieron efectivos los recortes voluntarios de producción de crudo, pactados entre los miembros de la OPEP y algunos productores externos.

De igual manera, en el 2016, se redujeron los precios de los combustibles derivados, como resultado de los altos inventarios de productos y la disminución del precio del crudo Brent. Así, los marcadores de la gasolina, Diésel y

residual fueron US\$57.1, 56.5 y 32.1 por barril (US\$67.7, 67.1 y 40.7 por barril, en el 2015, respectivamente).

Si bien los marcadores han empezado a recuperarse, los márgenes de refino han disminuido, de manera desagregada, en el caso de gasolinas y diésel el *crack spread* disminuyó, mientras que para los residuales éste se incrementó.

Crack Spreads (US\$/Barril)

Tipo de Combustible	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Gasolina	5.40	8.17	8.18	6.12	10.17	7.87	8.8	16.6	13.5
Diésel	18.71	6.47	8.88	11.36	14.47	13.08	12.3	17.2	13.0
Residuales	-27.14	-5.88	-9.85	-15.68	-12.18	-15.6	-16.4	-9.8	-11.4

Fuente: Retlapa

El EIA espera que la demanda de productos derivados del crudo crezca, debido a la mejora en indicadores económicos *leading* como es el caso del PMI, tanto en economías desarrolladas como emergentes, lo cual es señal de expansión en el sector manufacturero de economías como EEUU, China, India y la Eurozona.

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, 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, Recosac, Primax, y PECSA.

■ Temas Regulatorios

Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo

Fue creado en setiembre 2004, con el fin de compensar a los importadores y a los refinadores la imposibilidad de trasladar al mercado interno el total de las fluctuaciones del precio internacional de los combustibles derivados del petróleo, y 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 petróleo industrial 6, destinados a la generación eléctrica de sistemas aislados.

Lo anterior ha permitido que el endeudamiento de Petroperú 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.

En el 2016, el monto por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos - DGH (FEPC) fue de S/ 139.7 millones, muy por encima del monto registrado al finalizar el 2015 (S/ 52.6 millones). Estos montos incluyen la demanda de amparo por S/ 58 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 1 y 2 con contenido de azufre de un máximo de 50 partes por millón (ppm).

Por otro lado, en abril del 2007, el Reglamento de Comercialización de Biocombustibles 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 Nº 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, 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 del MINAM. 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 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

En el 2016, se compraron 25.3 MMbbls de crudo, 3.4% por debajo del volumen registrado en el 2015. Debido a la limitada oferta de crudo liviano del país; para el periodo 2011-2015, la Empresa importó en promedio el 31.8% del crudo que empleó para sus operaciones. Sin embargo se incrementó la participación de crudo importado, de 35.4% en el 2015, a 43.9% en el 2016.

Las compras de crudo consideran un incremento de la participación de las importaciones, las cuales no solo incluyen crudo de Oriente (Ecuador) y Vasconia (Colombia), sino que también se importó crudo ligero de Brasil y EE.UU., debido a la restricción de azufre en la unidad primaria de la Refinería Talara.

En el caso de los productos derivados, éstos ascendieron a 27.6 MMbbls, 22.2% por encima del volumen adquirido en el 2015. Dentro de los productos importados, los de mayor participación son el Diésel 2 ULS (64.9%) y Nafta Craqueada (18.6%); en cuanto a adquisiciones locales el GLP (68.2%) es el principal producto adquirido para atender la mayor demanda interna.

En el primer trimestre del 2017, se compraron 6.2 MMbbls de crudo, ligeramente por encima del mismo periodo en el 2016, debido a las mayores importaciones de crudo de Oriente. Con respecto a compras de productos derivados, estos ascendieron a 6.8 MMbbls y se incrementaron con respecto al 2015, por las mayores importaciones de Diésel 2ULS.

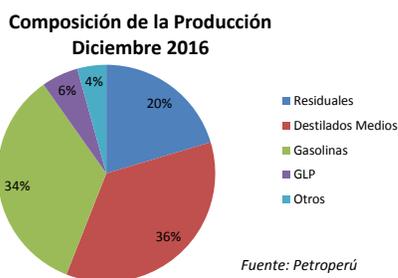
Las cuentas por pagar comerciales ascendieron a S/ 2,427.7 millones a diciembre 2016 (S/ 1,083.6 millones a diciembre 2015), el incremento se debe a un mayor financiamiento con proveedores extranjeros y nacionales, así como facturas pendientes de pago a Técnica Reunidas (Contratista del PMRT). Sin embargo, al concluir el primer trimestre, se observó un descenso a S/ 1,888.1 millones, producto del pago a proveedores nacionales de crudo y proveedores de servicios.

El principal proveedor nacional con el que se mantienen cuentas por pagar, al cierre del primer trimestre del 2017, es Savia Perú, el cual concentra el 15.2% de las cuentas por pagar comerciales a proveedores nacionales. Asimismo, el principal proveedor extranjero es Valero Marketing, con el 40.6% de las cuentas por cobrar comerciales a proveedores del exterior.

Por otro lado, considerando todas las refinerías que opera Petroperú, en el periodo 2016, se procesaron 24.7 MMbbls de crudo, volumen ligeramente por debajo del procesado en el 2015 (25.0 MMbbls).

Cabe mencionar que se buscó maximizar la producción de Diésel 2 con el fin de atender la creciente demanda; a pesar de la inevitable importación de Diésel de bajo azufre comercializado en una parte del país, motivado por la regulación vigente, a través de la Resolución Ministerial N°139-2012-MEM/DM y el decreto supremo 009-2015-MINAM, el cual amplió el área de comercialización de diésel de bajo azufre a los departamentos de Junín, Moquegua y Tacna.

A diciembre 2016, se produjeron 31.1 MMbbls, 5.7% por encima de lo producido en el 2015 (29.5 MMbbls). La producción se concentró en Diésel B5, seguido por gasolinas y residuales. La capacidad utilizada fue de 90.2%; ésta se mide considerando la carga procesada sobre la capacidad total de la Unidad de destilación primaria. En el primer trimestre del 2017, se produjeron 6.7 MMbbls, volumen menor al de marzo 2016 (8.1 MMbbls).



Las ventas totales de productos de hidrocarburos del 2016 aumentaron en 11.4% con respecto al 2015 y ascendieron a 53.2 MMbbls. Petroperú exportó el 13.5% del volumen de sus

ventas, mostrando un incremento de 14.8%, debido a los mayores excedentes de residual, nafta virgen y crudo reducido asociado al mayor procesamiento de crudo importado de menor API. En cuanto al crudo reducido, se realizaron exportaciones desde la refinería Iquitos, debido al cierre del ONP.

Por su parte, las ventas al mercado local se incrementaron en 10.9% con respecto a diciembre 2015, a 46.0 MMbbls. Éstas estuvieron compuestas principalmente por Diésel, gasolinas/gasoholes y GLP (55.6, 24.6 y 11.4%, respectivamente).

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). En cuanto al volumen de ventas en el primer trimestre del 2017, este ascendió a 12.5 MMbbls, de los cuales el 14.6% fue exportado.

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, a diciembre 2016, éstas ascendieron a S/ 894.1 millones (S/ 798.5 millones a diciembre 2015). El saldo fue mayor debido al incremento en el volumen de compras de clientes mayoristas (Primax y Numay), a pesar de la caída de los precios de los combustibles en el primer trimestre del 2016.

Asimismo a marzo 2017, el nivel de cuentas por cobrar comerciales descendió a S/ 717.4 millones, 19.8% por debajo del monto registrado en el 2016.

Petroperú participa en el segmento *retail* a través de su red de estaciones afiliadas, PETRORED. El número de EE.SS. afiliadas, a marzo 2017, ascendió a 655 (553 a marzo 2016); lo cual le da una participación de aproximadamente 13% sobre el total de EE.SS. a nivel nacional. De esta manera, la Empresa tiene presencia en todo el país, mostrando un mejor posicionamiento a nivel de provincia, en comparación a sus competidores.

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.

Se estima que este entrará en operación al 100% dentro del segundo semestre del 2017. A diciembre 2016, se tuvieron cuentas por cobrar por servicios de transporte brindados a Pluspetrol y Pacific Stratus Energy, por S/ 14.5 millones (S/ 28.9 millones a diciembre 2015), las cuales, a diferencia de años anteriores, incorporan solo servicios brindados hasta febrero del 2016. Las cuentas por servicio de transporte, se redujeron a S/ 13.8 millones en el primer trimestre del 2017.

Petroperú 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, ya que se genera un desfase entre el precio de venta de los productos terminados y el precio al cual se adquirió el crudo.

En el mercado peruano, la velocidad de ajuste de los precios internos no es igual a la de los precios internacionales, por lo que se generan retrasos. Sin embargo, esta situación ha sido atenuada con las modificaciones realizadas al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC). Actualmente, se ha reducido el efecto que el FEPC tiene sobre los márgenes, las necesidades de capital de trabajo y la generación de flujos de caja de las refinerías del país.

Durante los primeros meses del 2016, los precios del crudo continuaron con la tendencia a la baja mostrada en el 2015. Sin embargo, los marcadores mostraron una recuperación a partir del segundo semestre, principalmente debido a expectativas de recortes en la producción mundial de petróleo tanto por parte de miembros de la OPEP como productores externos, lo cual se concretó el 11 de diciembre del 2016. En el primer trimestre del 2017, se ha observado una recuperación pero no se puede asegurar que haya una recuperación en el corto plazo, debido a la mayor producción de petróleo por parte de Estados Unidos.

En el 2016, Petroperú obtuvo una utilidad neta de S/ 177.5 millones (S/ 502.7 millones a diciembre 2015). El menor resultado se debe principalmente a que se registraron gastos por la reparación del ONP, los cuales ascienden a S/ 321.3 millones, así como una provisión por S/ 235.1 millones para cubrir el costo de contratos de remediación ambiental pendientes de ejecución.

Asimismo, se realizaron menores ventas, las cuales ascendieron a S/ 11,443 millones, 3.9% por debajo de lo registrado en el 2015, ya que si bien hubo un incremento en el volumen de venta, éste fue atenuado por el menor precio ponderado de venta con respecto al ejercicio 2015 (62.7US\$/bbl vs 71.9US\$/bbl).

En cuanto a los gastos administrativos del 2016, éstos ascendieron a S/ 587.4 millones, ligeramente por encima del monto registrado al cierre del 2015 (S/ 572.2 millones). Sin embargo, cabe resaltar que, desde enero del 2016, no se han provisionado las pensiones de jubilación, a diferencia de periodos anteriores, ya que han sido transferidas a la Oficina de Normalización Previsional.

Además, se originó una ganancia por tipo de cambio, la cual ascendió a S/ 50.4 millones (pérdida de S/ 178.4 millones en el 2015), 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 los costos de producción están en moneda extranjera, por lo cual se puede esperar un impacto negativo sobre los resultados como consecuencia de la apreciación del dólar

El riesgo de tipo de cambio se presenta debido a que las obligaciones a corto plazo están denominadas en dólares; éstas son empleadas para la compra de crudo y financiamiento de importaciones. También se tiene obligaciones de largo plazo denominadas en moneda extranjera correspondientes al financiamiento de US\$500 millones para el primer tramo del EPC del PMRT.

Asimismo, el cierre temporal de ONP ha implicado dejar de percibir ingresos por servicios de transporte, los cuales en el 2015 contribuyeron con S/ 112.0 millones a la utilidad del ejercicio.

En el primer trimestre del 2017, se obtuvo un resultado de S/ 211.5 millones, por encima del registrado a marzo 2016 (S/ 175.9 millones). Este incremento se debe principalmente a que se presentaron ingresos por diferencia en cambio por S/ 151.6 millones, como consecuencia de la apreciación del tipo de cambio. Asimismo, se obtuvieron otros ingresos por S/ 29.0 millones. Cabe mencionar que el resultado de los últimos 12 meses a marzo 2017, asciende a S/ 213.0 millones.

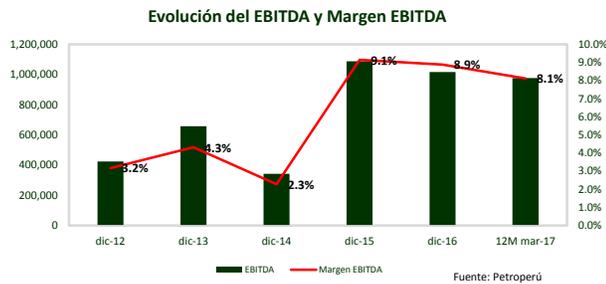
En cuanto al ROE como indicador de rentabilidad, en el 2016, éste se encontró en 5.1%, por debajo del 17.2% del 2015. Esto se debe a que mientras que el resultado se redujo, el nivel de patrimonio se incrementó de S/ 3,202.9 millones en el 2015, a S/ 3,749.5 millones en el 2016; debido a que se registró capital adicional producido por el retiro de la provisión para pensiones de jubilación.

Cabe mencionar que, en enero del 2017, se aprobó un crédito suplementario del Ministerio de Energía y Minas por S/ 1,056.0 millones, fondos que se registraron como capital adicional y están destinados al pago de obligaciones del PMRT. Es así que en el primer trimestre del 2017, el patrimonio se incrementó a S/ 5,015.8 millones y el ROE fue de 4.8%.

Por otro lado, el EBITDA del 2016 ascendió a S/ 1,016.8 millones y el margen EBITDA fue de 8.9%, ambos ligeramente por debajo de los registrados en el 2015 (S/ 1,088.3 millones y 9.1%, respectivamente). Asimismo, el EBITDA del año móvil a marzo 2017, ascendió a S/ 976.7 millones y el margen EBITDA fue de 8.1%, el descenso se



produjo principalmente por el incremento en el costo de ventas en el primer trimestre del 2017.



En cuanto a los gastos financieros, en el 2016, éstos ascendieron a S/ 78.5 millones, se incrementaron en 16.3% con respecto al 2015 (S/ 67.5 millones). Para el año móvil a marzo 2017, también se observa un incremento a S/ 96.2 millones, ya que hay un mayor nivel de deuda de corto plazo que la Empresa usa como capital de trabajo y una pérdida en ejecución de contratos forward.

Con respecto a la variación del capital de trabajo, ésta fue negativa en S/ 4,069.3 millones en el 2016, principalmente por el pronunciado incremento del pasivo corriente; éste creció en 127.5% con respecto al 2015, debido al incremento del uso de créditos bancarios y préstamos de corto plazo para financiar el PMRT y porque, a diciembre 2016, se incorporan cuatro cuotas a pagar que forman parte del financiamiento de largo plazo del préstamo de los US\$500 millones para el primer tramo del EPC del PMRT.

En el primer trimestre del 2017, el capital de trabajo se mantiene negativo (-S/ 4,416.2 millones), pero se debe de tomar en cuenta que el mayor pasivo corriente es por deuda financiera destinada a capital de trabajo.

En el año móvil culminado a marzo 2017, Petroperú tuvo un Flujo de Caja Operativo de -S/ 1,327.5 millones (S/ 500.9 millones a diciembre 2016 y S/ 782.7 millones a diciembre 2015). Es así que el Flujo de Caja Libre resultó también negativo, sin embargo, se debe considerar el aporte de capital que realizó el Estado por S/ 1,056 millones para cubrir las obligaciones contraídas por el PMRT.

Debido a que la estructura de financiamiento del PMRT no está cerrada aún, se optó por financiarlo con deuda de corto plazo. De esta manera se suscribió nueva deuda por S/ 2,695.3 millones; ésta fue considerablemente superior a la suscrita en el 2015 (S/ 637.2 millones). Como resultado, la variación de caja fue de S/ 232.7 millones (-S/ 361.9 millones a diciembre 2015). Cabe mencionar que el saldo de deuda, a marzo 2017, es de S/ 6,745.6 millones (S/ 6,588.1 millones a diciembre 2016, S/ 3,920.6 millones a diciembre 2015).

En el 2015, el 100% de la deuda se encontraba en moneda nacional; esta composición ha cambiado en el transcurso del 2016, de tal manera que al descomponer por moneda el saldo de deuda financiera a marzo 2017, se observa que el 45.1% del financiamiento se encontraba en dólares.

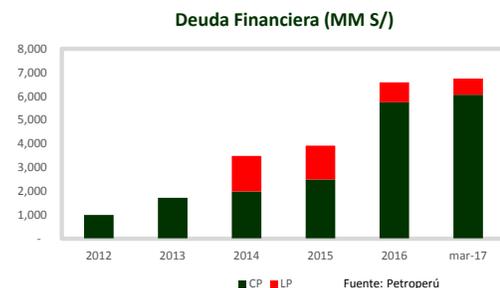
A pesar de lo anterior, A&A resalta el explícito apoyo del Gobierno al publicar normas que tienen efecto directo sobre el desempeño financiero y operativo de la Empresa, haciéndola más competitiva y eficiente en su rubro.

Adicionalmente, A&A espera que lo anterior se vea reforzado con la culminación del proyecto de modernización, ampliación y adecuación a las especificaciones de 50 ppm de azufre para destilados medios y gasolinas de la refinería de Talara (PMRT), la cual está proyectada para el 2020, así como con la habilitación del ONP al 100%, para que éste vuelva a entrar en operatividad libre de contingencias que impliquen egresos adicionales a la Empresa, lo cual se prevé para el segundo semestre del 2017.

Estructura de capital

Los indicadores relacionados a la estructura de capital se han visto afectados en el 2016, como consecuencia del empleo de endeudamiento de corto plazo para financiar el avance del PMRT ante el retraso en el cierre financiero del proyecto, así como por la existencia de contingencias como las relacionadas al ONP, las cuales limitaron el nivel de liquidez que la Empresa posee para cubrir sus necesidades de capital de trabajo.

En el 2016, Petroperú incrementó considerablemente su deuda financiera, ascendiendo ésta a S/ 6,588.1 millones (S/ 3,920.6 millones al cierre del 2015). A marzo 2017, se realizó un incremento menor para financiar capital de trabajo con deuda de corto plazo, de esta manera el saldo de deuda financiera fue de S/ 6,745.6 millones.

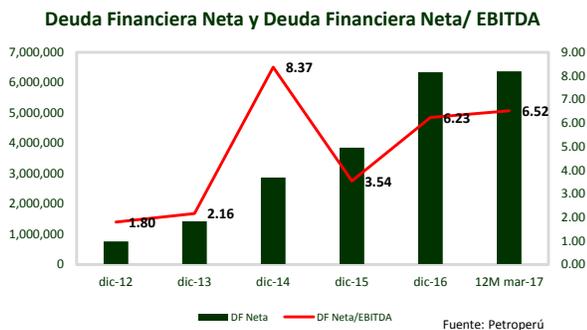


De manera más específica, los mayores pasivos financieros corrientes se explican por el incremento en préstamos bancarios a corto plazo destinados al financiamiento del PMRT, como se mencionó anteriormente. Asimismo, la deuda de corto plazo incluye cuatro cuotas trimestrales a pagar de la deuda de largo plazo de US\$500 millones para

el primer tramo del EPC del PMRT y las mayores cuentas por pagar a proveedores extranjeros. Cabe mencionar que el aporte de capital por parte del Gobierno realizado en enero 2017, está destinado a servir a las obligaciones contraídas por el financiamiento del PMRT.

De esta manera, a marzo 2017, el 90.0% de la deuda financiera total corresponde a obligaciones de corto plazo, lo cual pone presión sobre los niveles de liquidez corriente de la Empresa. Asimismo, el 45.1% de la deuda financiera se encuentra en moneda extranjera.

El impacto del pronunciado incremento de la deuda financiera se observa en el apalancamiento de Petroperú (deuda financiera/EBITDA), el cual se incrementó de manera pronunciada, de 3.60x al finalizar el 2015, a 6.48x en el 2016 y 6.91x en los últimos 12 meses a marzo 2017.



Al deducirse la caja de la deuda financiera, el ratio de apalancamiento para el 2016 fue de 6.23x y para marzo 2017 fue de 6.52x.

Por su parte, la liquidez corriente de Petroperú se vio afectada en el periodo resultando en un nivel inferior de 1.0x. Dicho deterioro se dio principalmente por nueva deuda que financia el avance del proyecto PMRT, llevando a que el ratio corriente pasara de 1.24x a 0.50x del 2012 a marzo 2017.

Sin embargo, el riesgo de liquidez se ve mitigado parcialmente por las líneas de crédito de corto plazo aprobadas que mantiene la compañía tanto con la banca local como extranjera.

Así, a marzo del 2017, Petroperú tiene líneas de crédito por US\$2,255.6 millones; de las cuales el 18.5% se encuentran sin utilizar, es decir, US\$417.3 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 el exterior.

Del monto empleado de las líneas de crédito, US\$728.8 millones se emplearon para el PMRT y US\$973.3 millones para capital de trabajo.

Inversión Ambiental

• Proyecto Modernización Refinería Talara (PMRT)

Petroperú y Relapa cuentan con la obligación de desarrollar el proyecto de adecuación de sus refinerías con el fin de producir combustibles con un máximo de 50 ppm de azufre dispuesto en la ley N° 28694.

El PMRT llevado a cabo por Petroperú es un megaproyecto de reingeniería y modernización de la Refinería Talara, con el objetivo de producir combustibles de acuerdo a la regulación ambiental. La modernización implica la construcción de nuevas instalaciones industriales, así como la modernización y 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 85.4% 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 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.

Debido a la elevada importancia del PMRT, tanto para la Empresa como para el país, en el 2016, se destinó el 99.6% del monto total de inversiones en este proyecto.

De esta forma, el monto invertido en el PMRT ascendió a S/ 3,879 millones. Cabe mencionar que la inversión total en este proyecto se estima en US\$5,400 millones y que a marzo 2017, se tiene un avance del 56.5%. A continuación se detallan las fuentes de financiamiento:

Monto (MM US\$)	Fuente	Participación
2,000	1° Emisión Bonos	37.0%
1,250	Crédito ECA	23.1%
1,000	2° Emisión Bonos	18.5%
1,150	Recursos Propios	21.3%

Fuente: Petroperú

- **Certificaciones**

A diciembre 2016, Petroperú recertificó el Sistema Integrado de Gestión (Calidad, Gestión ambiental, Seguridad y Salud) en las Refinerías Talara, Conchán y Selva. Por otro lado, la Autoridad Portuaria Nacional ratificó el cumplimiento del código de Protección de Buques e Instalaciones Portuarias y la Certificación de Seguridad de Instalaciones Portuarias, en los terminales de Talara, Bayóvar, Iquitos y Conchán.

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 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 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 menor, 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.



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

(Cifras en miles de soles)

	12M mar-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12	dic-11
Rentabilidad (%)							
EBITDA	976,706	1,016,878	1,088,350	342,634	657,529	423,873	874,596
Mg. EBITDA	8.1%	8.9%	9.1%	2.3%	4.3%	3.2%	6.4%
FCF / Ingresos	-29.2%	-21.5%	-8.9%	-10.3%	-4.3%	2.3%	-0.6%
ROE	4.9%	5.1%	17.2%	-8.0%	3.3%	2.4%	20.0%
Cobertura (x)							
EBITDA / Gastos financieros	10.15	12.95	16.11	5.41	18.55	35.43	86.61
EBITDA / Servicio de deuda	0.16	0.17	0.42	0.17	0.37	0.42	0.71
FCF / Servicio de deuda	(0.55)	(0.41)	(0.39)	(0.72)	(0.35)	0.31	(0.06)
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deud.	(0.49)	(0.37)	(0.36)	(0.42)	(0.18)	0.55	0.07
CFO / Inversión en Activo Fijo	(0.61)	0.17	0.42	(0.09)	(0.60)	2.15	0.61
Estructura de capital y endeudamiento (x)							
Deuda Financiera / Capitalización	57.4%	63.7%	55.0%	56.9%	37.7%	26.7%	31.6%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	10.89	17.15	5.32	-23.92	-8.59	4.01	1.92
Deuda financiera total / EBITDA	6.91	6.48	3.60	10.17	2.62	2.37	1.40
Deuda financiera neta / EBITDA	6.52	6.23	3.54	8.37	2.16	1.80	1.22
Deuda financiera neta de caja y FEPC* / EBITDA	6.52	6.15	3.55	8.38	2.11	1.80	1.04
Costo de financiamiento estimado	1.7%	1.5%	1.8%	2.4%	2.6%	1.1%	0.0%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	90.0%	87.3%	63.7%	57.1%	100.0%	100.0%	100.0%
Balance							
Activos totales	14,796,823	14,033,899	9,396,331	8,122,649	7,321,650	6,246,089	6,341,280
Caja e inversiones corrientes	377,175	248,656	64,971	617,936	302,540	241,948	157,333
Deuda financiera Corto Plazo	6,071,709	5,751,693	2,498,485	1,990,867	1,725,571	1,004,662	1,227,884
Deuda financiera Largo Plazo	673,908	836,383	1,422,083	1,494,500	0	0	0
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0	0	0
Deuda financiera total	6,745,617	6,588,076	3,920,568	3,485,367	1,725,571	1,004,662	1,227,884
Híbridos (Equity Credit)			0				
Deuda financiera total con Equity Credit	6,745,615	6,588,076	3,920,568	3,485,367	1,725,571	1,004,662	1,227,884
Deuda fuera de Balance	0	0	0	0	0	0	0
Deuda ajustada total	6,745,615	6,588,076	3,920,568	3,485,367	1,725,571	1,004,662	1,227,884
Patrimonio Total	5,015,806	3,749,507	3,202,856	2,637,510	2,851,787	2,759,772	2,663,494
Acciones preferentes + Interés minoritario	0	0	0	0	0	0	0
Capitalización ajustada	11,761,421	10,337,583	7,123,424	6,122,877	4,577,358	3,764,434	3,891,378
Flujo de caja							
Flujo de caja operativo (CFO)	(1,327,457)	500,917	782,747	(129,601)	(247,569)	576,535	129,604
Flujo de caja no operativo / no recurrente	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones en Activos Fijos	(2,190,519)	(2,960,675)	(1,844,521)	(1,416,786)	(412,748)	(268,698)	(214,164)
Dividendos comunes	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja libre (FCF)	(3,517,976)	(2,459,758)	(1,061,774)	(1,546,387)	(660,317)	307,837	(84,560)
Adquisiciones y Ventas de Activo Fijo, Netas	-	-	-	-	-	-	-
Otras inversiones, neto	(3,201)	(3,201)	-	-	-	-	(1,333)
Variación neta de deuda	2,465,093	2,695,358	637,202	1,921,092	720,909	(223,222)	100,161
Variación neta de capital	1,056,000	-	-	-	-	-	-
Otros financiamientos, netos	-	-	62,679	4,116	-	-	-
Variación de caja	(84)	232,399	(361,893)	378,821	60,592	84,615	14,268
Resultados							
Ingresos	12,033,639	11,443,006	11,906,055	15,050,088	15,239,981	13,382,272	13,576,653
Variación de Ventas	5.2%	-3.9%	-20.9%	-1.2%	13.9%	-1.4%	-
Utilidad operativa (EBIT)	829,901	873,481	1,041,628	100,412	558,830	324,233	776,632
Gastos financieros	96,223	78,529	67,538	63,301	35,452	11,963	10,098
Alquileres	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos preferentes	-	-	-	-	-	-	-
Resultado neto	213,026	177,491	502,667	(218,393)	92,015	66,193	532,628
Información y ratios sectoriales							
Rotación de inventarios	84.28	76.66	63.06	45.28	62.23	66.30	68.74
Rotación de cuentas por cobrar	21.76	28.52	24.48	17.34	18.58	15.40	17.55
Rotación de cuentas por pagar	67.80	92.99	40.02	24.05	42.78	38.59	33.18

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

Luis Eduardo García Rossel	Presidente del Directorio
Roxana Barrantes Cáceres	Vicepresidenta del Directorio
Alex Alvarado Arauzo	Director
Hernán Barros Cruchaga	Director
Luis Paul Súmar	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

César Roberto Ramírez Lynch	Gerente General
Carlos Adrián Linares Peñaloza	Gerente Corporativo de Finanzas
Rubén Martín Contreras Arce	Secretario General
Juan Alberto Malpartida del Pozo	Gerente Corporativo Departamento Legal
Wilder Caballero	Gerente Comercial
Esteban Mario Bustamante Bertarelli	Gerente Refinación
Guillermo Felx Bergelund Seminario	Gerente de cadena de suministro
Manuel Jesús Ugarz Burga	Gerente Oleoducto (e)
Beatriz Regina Alva Hart	Gerente Corporativo de Comunicaciones y Gestión Social
Jose Alfredo Coronel Escobar	Gerente Corporativo de de Planeamiento y Gestión de Riesgos
Jose Manuel Rodriguez Haya	Gerente Corporativo de Recursos Humanos
Iván Ernesto Cuba Guevara	Gerente Corporativo de Seguridad Ambiental y Salud (e)
Percy Ronald Menacho Espino	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

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.

- (+) Corresponde a instituciones con un menor riesgo relativo dentro de la categoría.
- (-) Corresponde a instituciones con un mayor riesgo relativo dentro de la categoría.

Perspectiva: Indica la dirección en que se podría modificar una clasificación en un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, estable o negativa. Una perspectiva positiva o negativa no implica necesariamente un cambio en la clasificación. Del mismo modo, una clasificación con perspectiva estable puede ser cambiada sin que la perspectiva se haya modificado previamente a positiva o negativa, si existen elementos que lo justifiquen.

(*) La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente Clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de la empresa (<http://www.aai.com.pe>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (A&A) no constituyen garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado. Las clasificaciones se basan sobre la información que se obtiene directamente de los emisores, los estructuradores y otras fuentes que A&A considera confiables. A&A no audita ni verifica la veracidad de dicha información, y no se encuentra bajo la obligación de auditarla ni verificarla, como tampoco de llevar a cabo ningún tipo de investigación para determinar la veracidad o exactitud de dicha información. Si dicha información resultara contener errores o conducir de alguna manera a error, la clasificación asociada a dicha información podría no ser apropiada, y A&A no asume responsabilidad por este riesgo. No obstante, las leyes que regulan la actividad de la Clasificación de Riesgo señalan los supuestos de responsabilidad que atañen a las clasificadoras.

La calidad de la información utilizada en el presente análisis es considerada por A&A suficiente para la evaluación y emisión de una opinión de la clasificación de riesgo.

La opinión contenida en el presente informe ha sido obtenida como resultado de la aplicación rigurosa de la metodología vigente correspondiente indicada al inicio del mismo. Los informes de clasificación se actualizan periódicamente de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, y además cuando A&A lo considere oportuno.

Asimismo, A&A informa que los ingresos provenientes de la entidad clasificada por actividades complementarias representaron el 0.5% de sus ingresos totales.

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.