

Pluspetrol Camisea S.A. – Bonos Corporativos

Informe Semestral

Ratings

Tipo de Instrumento	Rating Actual	Rating Anterior
Bonos Corporativos	AAA (pe)	AAA (pe)

Con información financiera no auditada a junio y setiembre 2017. Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 30/11/2017 y 31/05/2017.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	LTM Set-17	dic-16	dic-15
Ingresos	334,998	314,638	335,197
EBITDA*	158,160	145,531	149,584
Flujo de Caja Operativo (CFO)	113,999	120,854	107,421
Deuda Financiera Total	161,711	160,771	172,636
Caja y valores	67,395	32,581	20,655
Deuda Financiera / EBITDA	1.02	1.10	1.15
Deuda Financiera Neta / EBITDA	0.60	0.88	1.02
EBITDA / Gastos Financieros	31.01	36.42	41.76

Fuente: Pluspetrol Camisea

*El cálculo de A&A excluye Otros Ingresos/Egresos y la fluctuación contable del valor

Metodologías aplicadas:

Metodología Maestra de Clasificación de Finanzas Estructuradas (Enero 2017)

Analistas

Johanna Izquierdo
(511) 444 5588
johanna.izquierdo@aai.com.pe

Fiorella Torres
(511) 444 5588
fiorella.torres@aai.com.pe

Resumen

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) ratifica la clasificación de AAA(pe) a la Primera Emisión del Primer Programa de Instrumentos de Deuda de Pluspetrol Camisea (Empresa) y a la Primera y Segunda Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos. La Perspectiva es Estable.

El Primer Programa de Bonos Corporativos (Primera y Segunda Emisión) aún no se ha emitido, ya que en su lugar se contrajeron préstamos bancarios. La Primera Emisión del Primer Programa de Instrumentos de Deuda se emitió en el 2006 por US\$125 millones a un plazo de 15 años, con 5 años de gracia y amortización trimestral. El saldo de los bonos al cierre de setiembre 2017, fue de US\$52.0 millones. Cabe señalar que la Empresa anunció a la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV) en octubre 2017 que realizará el rescate del saldo del capital pendiente de pago entre noviembre 2017 y enero 2018.

Los Bonos de ambos programas y los préstamos bancarios que mantiene la empresa se encuentran respaldados de manera *pari passu* por un Fideicomiso Bancario compuesto por la totalidad de las ventas de hidrocarburos del Lote 88 que le pertenecen a Pluspetrol Camisea según su participación de 25%.

Factores Claves de la Clasificación

Estructura de costos competitiva. El Lote 88 mantiene un bajo costo operativo (opex) por barril, alrededor de 5.82 US\$/BOE (*barril of oil equivalent*). Su estructura de costos competitiva permite que a pesar de los bajos precios de los hidrocarburos (a niveles mínimos de los últimos diez años, pero no sostenibles en el largo plazo), el Lote 88 siga generando un adecuado *cash flow*. Las inversiones futuras de *capex* están enfocadas en equipos de compresión para mantener la producción y lograr eficiencias, así como inversiones en seguridad y operatividad de las Plantas; se espera que estas inversiones se autofinancien con la caja generada por el Lote. Así, el plan de *capex* para el 2017-2021 se mantuvo constante al cierre de setiembre 2017 (+0.3%) con respecto al cierre del 2016, después de que en el 2015 sufriera un pronunciado recorte, producto de la caída de precios de los hidrocarburos.

Adecuado nivel de reservas. El Lote 88 cuenta con reservas probadas por 8.3 TFC de GN y 405.3 MMBbl de LGN (*Netherland, Sewell & Associates, Diciembre 2016*), lo cual le garantiza una producción, a los niveles actuales, de 22 años, superior al plazo remanente de los bonos (5 años). Cabe resaltar que, el alto componente de líquidos de las reservas de GN del Lote 88, incrementa el valor del yacimiento. El gas del Lote 88 es el único que se comercializa a nivel residencial, comercial e industrial a gran escala en el país, y abastece al 29.7% de la potencia efectiva del SEIN y participó con el 43.3% de la energía eléctrica generada al cierre del año móvil a setiembre 2017. Asimismo, los lotes 56 y 88 (yacimiento Camisea) constituyen el yacimiento gasífero más importante del país, y generan el 81.5% del total de las regalías del sector de hidrocarburos.

Buen desempeño operativo del Lote 88. La producción del Lote 88 muestra un buen desempeño operativo, debido a las constantes inversiones en la ampliación de las instalaciones y en trabajos de compresión. La producción diaria del Lote se incrementó entre el 2010-2014, pasando de 178 a 247 Mboe/d. En el 2015, 2016 y durante el año móvil a setiembre 2017, se aprecia un nivel estable de producción alrededor de 230 MBoe/d, a pesar de los periodos de mantenimientos programados y de la ruptura del ducto de TGP durante el 2016. Cabe señalar que los niveles actuales de producción se encuentran por debajo de lo registrado entre el 2013 y 2014, producto de la caída de los precios de los hidrocarburos, que a su vez, reduce los niveles de rentabilidad del GN y LGN y el atractivo de mayores inversiones de exploración y de ampliación de la producción del Lote 88. En cuanto al portafolio de clientes, éstos presentan un bajo riesgo crediticio.

Solidez de la estructura y adecuados ratios de cobertura. La estructura muestra una adecuada generación de caja con un bajo nivel de endeudamiento y sólidos ratios de cobertura, derivados de su estructura de costos competitiva y de la ampliación de su capacidad de producción.

En el año móvil a setiembre 2017, la recuperación de los precios internacionales permitió reportar mayores ingresos y por ende un mayor nivel de EBITDA alcanzando los US\$158 MM (2016: US\$145 MM). Sin embargo, el mayor gasto en inversiones y el mayor gasto por impuesto a la renta, incidió en una reducción del flujo de caja a US\$102.1 millones (2016: US\$113.8 millones), lo que permitió reportar una cobertura de servicio de deuda de 2.5x, inferior al 7.0x del 2016, por el inicio de las amortizaciones del préstamo bancario. Cabe señalar que con el fin de mantener una estructura de capital óptima, la empresa viene tomando préstamos para afrontar los vencimientos de deudas y destinar la mayor parte del flujo generado al pago de dividendos (LTM Set.17: US\$ 95 MM). A pesar de lo anterior, Pluspetrol Camisea reporta un menor nivel de endeudamiento (deuda financiera / EBITDA), el cual se redujo a 1.0x de 1.1x registrado en el 2016.

A futuro, en un escenario base, con WTI de 50.0, 50.0, 52.5 y 55.0 US\$/ bbl para el 2017, 2018, 2019 y 2020 en adelante, la Clasificadora esperaría un DSCR promedio de 3.53x para la vida de los bonos (2017-2021), con mínimos de 1.67x y 1.62x en el 2017 y 2018, respectivamente, debido a la concentración de la amortización del préstamo bancario. Las coberturas de largo plazo LLCR y PLCR (valor presente de los flujos que generan las reservas respecto del total de la

deuda) se estiman en 2.76 y 7.58x, respectivamente, para el 2017.

Para el escenario rating case o estresado, se ha utilizado precios de WTI de 40.0, 45.0 y 47.5 US\$/ bbl para el 2017-2019, 2020 y 2021 en adelante, respectivamente. En este escenario se espera un DSCR promedio de 2.62x durante la vida remanente de los bonos. Por otro lado, muestra un bajo nivel de endeudamiento en relación a la totalidad de las reservas probadas del Lote 88 equivalente a US\$0.35 por barril equivalente de reservas (BOE), el cual en caso se emitieran los US\$150 millones del Primer Programa de Bonos Corporativos, se incrementaría a US\$0.68/BOE, ambos son de los más bajos del sector. Por su parte, el *Project Life Coverage Ratio* – PLCR – (valor presente de los flujos que generan las reservas / Total deuda), incorporando los US\$150 millones, asciende a 3.92x (rating case: 3.08x).

Expertise del Grupo Pluspetrol y alto compromiso del Sponsor. La Clasificadora reconoce el *expertise* del grupo Pluspetrol en el negocio de exploración y explotación de hidrocarburos, y su compromiso con el país, debido a su participación en proyectos de este sector. Pluspetrol, en su calidad de operador del yacimiento de Camisea, ha mostrado un buen *track record* reflejado en el creciente nivel de producción del yacimiento y la optimización de los costos operativos.

¿Qué podría gatillar el rating?

- Caída mayor y permanente de los precios del GN y LGN.
- Disminución drástica en la producción de GN y LGN.
- Un mayor requerimiento de *capex* no previsto.
- Un deterioro en la operatividad del Lote 88.
- Un incremento importante en el nivel de endeudamiento

■ Hechos Relevantes

Ampliación de la capacidad de transporte de GN para el mercado local

En abril del 2016 TGP culminó el proceso de expansión de la capacidad de transporte de GN para el mercado local, incrementándola de 655 a 920 MMPCD, como resultado de la puesta en operación de una planta compresora a la altura del KP127 y el proyecto Loop Costa II. Ello permite que el Lote 88 incremente su nivel de ventas. Cabe recordar que en el 2013, Camisea (*Upstream*) culminó su proceso de expansión con el fin de poder abastecer la creciente demanda interna de GN, sin embargo, el retraso en la ampliación del gasoducto limitaba su potencial de ventas.

Asimismo, en setiembre del 2016 se habilitó la Derivación Principal de Ayacucho; este proyecto es importante para la masificación del uso del gas natural en ciudades alto andinas. Por último, durante setiembre del 2017 inició operaciones la Estación de carga de LNG hacia distintas regiones del país

Anuncio de Rescate total del saldo de capital pendiente de pago de la Serie A y B

En octubre de 2017, la Compañía informó a la SMV lo siguiente:

- i) En noviembre de 2017 se procederá con el pago del cuadragésimo cuarto cupón de la "Primera Emisión del Primer Programa de Instrumentos Representativos de Deuda de Pluspetrol Camisea" Serie B. por un total de US\$ 0.7 millones, el mismo que incluye capital e intereses. Y adicionalmente, en dicha fecha, se realizará el rescate total del saldo de capital pendiente de pago, el cual asciende a US\$ 9.8 millones.
- ii) En enero de 2018, en forma conjunta con el pago del cuadragésimo quinto cupón y amortización con vencimiento el 25 de enero de 2018, se realizará el rescate total del saldo de capital de la "Primera Emisión del Primer Programa de Instrumentos Representativos de Deuda de Pluspetrol Camisea" Serie A, pendiente de pago a dicha fecha, importe que ascenderá a US\$ 36.6 millones.

■ Perfil del Emisor

Pluspetrol Camisea, subsidiaria de Pluspetrol Resources Corporation con sede en Gran Caimán, es una sociedad anónima de duración indefinida cuyo objeto es la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos. Actualmente, sus operaciones están concentradas en la exploración y producción del Lote 88, en el cual participa con el 25% según el Contrato de Licencia suscrito el 9 de diciembre del 2000 entre Perupetro y el Consorcio de Camisea y modificatorias, por un plazo de 40 años.

El Grupo Pluspetrol, a través de Pluspetrol Lote 56, también participa con el 25% del Lote 56, mediante un Contrato de Licencia suscrito el 7 de setiembre del 2004 entre Perupetro y el Consorcio Camisea, y con el 2.2% en dicho lote a través de Pluspetrol Perú Corporation, siendo este último el Operador de ambos lotes, los cuales en conjunto constituyen el yacimiento Camisea. El Lote 88 inició operaciones en el 2004 y el Lote 56 en el 2008. Ambos lotes comparten las instalaciones y gastos de la operación de la infraestructura en Malvinas y Pisco.

El Grupo Pluspetrol involucra a varias empresas dedicadas a la exploración y explotación de hidrocarburos, así como a la generación y comercialización de energía eléctrica. Sus operaciones se iniciaron en 1976 en Argentina, y actualmente tiene operaciones en Perú, Argentina, Angola, Colombia, Bolivia y Venezuela, así como oficinas en Uruguay y Estados Unidos. A pesar de la presencia del grupo en tales países, Perú y Argentina son los países más importantes en términos de generación EBITDA, lo que le lleva a mantener un alto compromiso con las operaciones que realiza en el país.

Camisea es el principal yacimiento gasífero del país, y uno de los más importantes de Latinoamérica con reservas probadas de 9.0 TPC (trillones de pies cúbicos) de Gas Natural y 479.7 MMbbl (millones de barriles) de Líquidos de GN. En el año móvil a setiembre 2017, participó con el 84.5 y 87.6% de la producción fiscalizada de GN y LGN del país. Si se considera la producción de crudo, la participación sobre hidrocarburos líquidos es de 60.3% (Ver Cuadro N° 1 y 2).

En el año móvil a setiembre 2017, las inversiones en Camisea (25.0% en el Lote 88 y 56), le han reportado a Pluspetrol, ingresos por US\$499.2 millones y un EBITDA de US\$244.2 millones. Las Operaciones de Pluspetrol Camisea muestran un bajo nivel de endeudamiento en relación a la totalidad de las reservas probadas del Lote 88, equivalente a US\$0.35 por BOE. Asimismo, en el año móvil a setiembre 2017, repartieron dividendos por US\$95.0 millones, similar a lo repartido en el 2016 (US\$99.8 millones).

Participación del Grupo Pluspetrol en Camisea - LTM Set17

	Ingresos US\$ MM	EBITDA US\$ MM	Deuda US\$ MM	DF/EBITDA	Share
Pluspetrol Camisea	335.0	158.2	162	1.02	25.0%
Pluspetrol Lote 56	164.2	86.0	n.d	n.d	25.0%

Fuente: Pluspetrol

Cabe mencionar que el 9 de enero del 2017, Pluspetrol prepagó el saldo de la Segunda Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos emitidos por Pluspetrol Lote 56. Es así que se pagó un monto de US\$27.9 millones, así como una prima de rescate por US\$83,600.

■ Proyecto Camisea

Camisea es el principal proyecto energético del país, el cual consta de tres etapas: Exploración y Explotación, Transporte y Distribución. Cada etapa es operada por distintas empresas con amplia y reconocida experiencia en el desarrollo de proyectos de hidrocarburos.

Proyecto Camisea				
Grupo Económico	Origen	Productores	Transportadora de	Cálidda
		(Lote 88 y 56)	Gas del Perú - TGP	
		Explotación	Transporte	Distribución
CPP Investment Board / (1)	Canadá	-	49.9%	-
Enagás	España	-	29.0%	-
Sonatrach Petroleum / (2)	Argelia	10.0%	21.2%	-
Hunt	EE.UU.	25.2%	-	-
Tecpetrol	Italia - Argentina	10.0%	-	-
Pluspetrol	Argentina	27.2%	-	-
SK	Corea del Sur	17.6%	-	-
Repsol	España	10.0%	-	-
EEB	Colombia	-	-	60.0%
Promigas	Colombia	-	-	40.0%
Operador		Pluspetrol	COGA	Cálidda

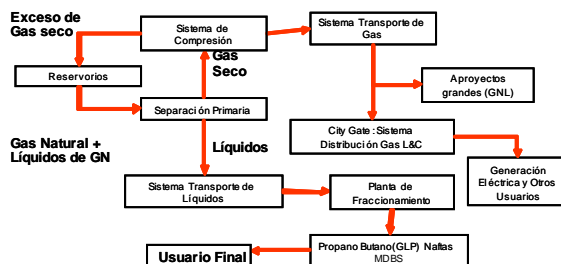
(1) CPPIB es accionista a través de Carmen Corporation y sus afiliadas Tecgas Camisea Inc., Pisco Four Holdings y la Habanera.
 (2) Sonatrach Petroleum es accionista a través de su afiliada Sipo Peru Pipelines Corporation.
 Fuente: PLUSPETROL/ TGP/ Cálidda

Las operaciones se inician con la extracción de los gases de los Lotes 88 y 56, los cuales ingresan a la planta de separación primaria en Malvinas para separar el líquido de gas natural (LGN) y el gas natural (GN).

El GN seco es enviado a un sistema de compresión, el cual comprime el gas destinado a la venta hacia el gasoducto de TGP, para su posterior distribución al mercado interno a través de Cálidda y Contugas y al mercado externo a través de Perú LNG (PLNG). El GN no utilizado se reinyecta en pozos (especialmente perforados para ese fin).

Los líquidos se envían a través del poliducto de TGP hacia la planta de fraccionamiento en Pisco, en la cual se separan para obtener el propano, butano, nafta y MDBS. Los productos se pueden despachar en camiones (solo para el caso de propano y butano), desde la Planta de Pisco, o en barco desde el Terminal Marino, ubicado en la Bahía de San Martín.

Diagrama para la explotación de Camisea



Fuente: HOCP

La explotación comercial del Lote 88 se inició en junio 2004 y del Lote 56 en setiembre 2008. Ambos lotes son operados por Pluspetrol Peru Corporation (PPC). El Emisor participa del

25.0% de los gastos de operaciones e instalaciones en sus campamentos de Malvinas y Pisco.

Actualmente, las instalaciones del Consorcio (Camisea) cuentan con una capacidad de procesamiento de GN húmedo de 1,820 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) y de 1,580 MMPCD de *delivery* de GN seco (a TGP) en Malvinas y de LGN de 120,000 barriles por día (bbl/d) en Pisco, superando la demanda local de GN, la cual se encontraba limitada por la capacidad del gasoducto de TGP. Cabe destacar que en abril del 2016 culminó la ampliación de la capacidad del gasoducto para abastecer la demanda local, incrementando la capacidad de 655 a 920 MMPCD (1,540 MMPCD si se incluye la capacidad vendida a PLNG en el tramo de la selva).

Adicionalmente, en Pisco cuenta con tanques de almacenamiento para los LGN, los cuales en conjunto cubren 20 días de producción. En cuanto a los pozos productores, Camisea (Lote 88 y 56) cuenta con 25 pozos productores y 3 pozos reinyectores.

Operaciones – Estructura Contractual

El operador del Lote 88, Pluspetrol Perú Corporation S.A (PPC), realiza sus funciones de acuerdo con lo establecido en el Acuerdo de Operación Conjunta o JOA, por sus siglas en inglés, firmado entre los miembros del Consorcio Camisea, en donde se establecen aspectos como los términos para la operación del lote y los procedimientos de toma de decisiones, el cual requiere del 51% para decisiones generales y de 66.7% para la aprobación del plan de inversiones. Cada participante tiene independencia financiera.

PPC centraliza las operaciones comerciales y cada participante del Consorcio recibe los ingresos en función a su participación. Además, PPC se encarga de remitir mensualmente los requerimientos de fondos (*cash calls*) para inversiones programadas y gastos operativos a cada uno de los miembros del Consorcio. Dichos *cash calls* están sujetos a un cronograma de trabajos y gastos previamente aprobados por el Comité de Operaciones.

Por su parte, según el Contrato de Licencia, el Consorcio paga regalías al Estado sobre la base del valor de la producción de GN y LGN. La regalía que debe pagar el Consorcio equivale al 37.24% del valor de los hidrocarburos que vende. Para determinar el valor de la producción de LGN, se toma el precio de una canasta de hidrocarburos líquidos de referencia, descontando un monto fijo de US\$6.40.

Finalmente, el Consorcio mantiene un contrato tipo *Ship or pay (GTA)* con TGP para el transporte de los LGN. En

conjunto (Lote 88 y 56), la cantidad contratada asciende a 115 MBbld entre el 2016-2020. La tarifa se estableció en US\$3.51 por barril, reajutable anualmente por la inflación americana (US\$4.65 por barril, a junio 2017).

Desempeño Lote 88

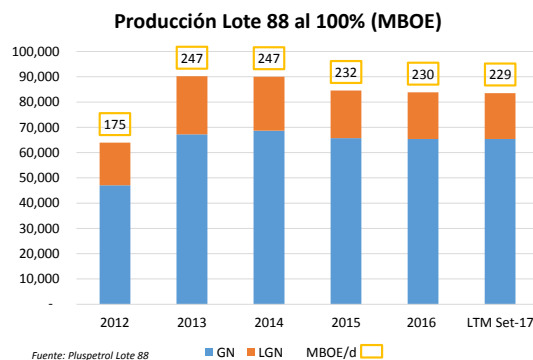
Al cierre del año móvil a setiembre 2017, las ventas del Lote 88 se incrementaron en 5.7%, a US\$1,287.4 millones. El 35.9% de los ingresos provino de las ventas de GN y el 64.1% restante de las ventas de LGN. Cabe mencionar que el aumento en el monto de ventas significó un punto de inflexión, después de haber registrado diversas caídas en el 2016 (-6.1%), 2015 (-37.8%) y 2014 (-6.6%). Lo anterior se debió al efecto de la caída del precio promedio de venta del GN y de LGN durante el 2014-2016, y de su posterior recuperación desde el segundo semestre del 2016.

Venta de Hidrocarburos - Lote 88 al 100%
(en MMUS\$)

	LTM Set-17			2016		
	Local	Exterior	Total	Local	Exterior	Total
Gas Natural	461.6	0.0	461.6	495.3	0.0	495.3
GLP	377.5	0.0	377.5	318.7	0.0	318.7
MDBS	86.7	0.0	86.7	88.0	0.0	88.0
Nafta	0.0	361.6	361.6	0.0	316.4	316.4
Total	925.8	361.6	1287.4	902.0	316.4	1218.4

Fuente: HOCP

La evolución de la producción del Lote 88 muestra un buen desempeño operativo, producto de las constantes inversiones en la ampliación de las instalaciones, en trabajos de compresión y en exploración. La producción diaria del lote se incrementó entre el 2012-2014, pasando de 175 a 247 Mboe/d.



En el 2015, 2016 y durante el año móvil a setiembre 2017, se aprecia un nivel estable de producción alrededor de 230 MBoe/d, a pesar de los periodos de mantenimientos programados y de la ruptura del ducto de TGP durante el 2016. Cabe señalar que los niveles actuales de producción se encuentran por debajo de lo registrado entre el 2013 y 2014,

producto de la caída de los precios de los hidrocarburos, que a su vez, reduce los niveles de rentabilidad del GN y LGN y el atractivo de mayores inversiones de exploración y de ampliación de la producción del Lote 88.

Ventas de GN

El Lote 88 es el lote de mayor producción de GN del país, con una participación del 50.4% de la producción fiscalizada (Ver Cuadro N° 1). El gas de este lote es el único que se comercializa a nivel residencial, comercial e industrial a gran escala en el Perú, abasteciendo al 29.7% de la potencia efectiva del SEIN y participando con el 43.3% del total de la energía eléctrica producida a setiembre 2017.

La totalidad de la producción es vendida al mercado local, luego de la modificación, en Agosto del 2014, del Gas Sales Agreement (GSA) que tenía el Consorcio Camisea con Perú LNG, proyecto de exportación de gas natural licuefactado (LNG).

Por medio de este acuerdo, las reservas del Lote 88 por 2.1 TPC que se había reservado para el proyecto de exportación de GNL se liberaron para destinarlo al mercado local. La firma de los acuerdos se derivó de la voluntad del Gobierno peruano y el Consorcio Camisea de destinar el íntegro de las reservas de GN del Lote 88 para el consumo doméstico, ante la creciente demanda interna. Así los 620 MMPCD requeridos por PLNG serían abastecidos de la siguiente manera: Lote 88: 56 MMPCD (*fuel gas* de la Planta LNG); y Lote 56: 564 MMPCD, quien a su vez suscribió un GSA con el Lote 57 por el 100% de sus reservas de GN, para cubrir las reservas liberadas del Lote 88.

En el contexto actual de precios, este cambio le ha favorecido a Lote 88, ya que el precio que se obtiene en el mercado local es considerablemente más atractivo al que obtiene de PLNG (2.03¹vs 0.73 US\$/MMBtu), ante los bajos niveles de HH a setiembre 2017, marcador del principal mercado de destino de las ventas de PLNG. No obstante, cabe destacar que en los años 2011-2012, la situación era inversa, el precio del GN a PLNG era 2.30x el precio que se obtenía en el mercado local. Lo anterior es propio de la volatilidad de precios a la que se encuentran expuesto este tipo de empresas (sólo el Lote 88 tiene un régimen especial de precio fijo establecido en el Contrato de Explotación).

Al cierre del año móvil a setiembre 2017, las ventas de GN por US\$461.6 millones, mostraron una caída de 6.8% con respecto al 2016, debido principalmente al menor volumen de demanda de las empresas generadoras (-18.3%) y del gas natural vehicular (-53.1%); los cuales representan el 56.4 y 4.9% del volumen vendido, respectivamente (61.4 y 9.5%

¹ Excluye precio pagado por PLNG

durante el 2016, respectivamente). El decrecimiento se ve explicado principalmente por los efectos del Fenómeno del Niño y de la desaceleración económica, impactada en parte por las tensiones políticas de diversos casos de corrupción.

Por su parte, la tarifa cobrada a los principales clientes del Lote 88, las generadoras eléctricas, se redujo en 4.1% en el año móvil a setiembre 2017, producto de la disminución del factor de actualización del precio único del gas natural, ante bajos niveles de precios de combustibles, los cuales forman parte del factor de actualización.

	LTM Set-17		2016	
	MMUS\$	MMPC	MMUS\$	MMPC
Generadoras	204.5	129,628	250.2	152,085
Industriales	54.6	19,130	45.6	14,267
Cálidda+Contugas	141.3	49,061	103.8	35,035
GNV	35.2	11,295	75.1	23,562
Linepack *	10.2	3,685	12.4	4,397
PLNG	15.8	17,235	8.2	18,317
Total	461.6	230,034	495.3	247,663

* TGP

Fuente: HOCP

Al cierre de setiembre 2017, el Lote 88 mantenía contratos en firme por 939.1 MMPCD con diversos clientes, de los cuales el 60.8% corresponde a las generadoras eléctricas, 31.2% a distribuidoras de GN (Cálidda y Contugas) y 8.0% a empresas industriales.

Adicionalmente, mantenía contratos interrumpibles por 77.7 MMPCD. Cabe mencionar que en el 2015 el volumen interrumpible era mayor, ya que Fénix y Termochilca, tenían adicionalmente a sus contratos en firme, contratos por capacidad en interrumpible y en el 2016, luego de la culminación de la ampliación del gasoducto de TGP, pasaron estos últimos a contratos a firme.

Cientes	% Compromiso Máximo	Tipo de Cliente	Fin de contrato
Calidda	26.4%	Distribuidora	Dic-21
Kallpa	16.0%	Generadora	Jun-22
Engie	14.9%	Generadora	Nov-21
Enel	14.7%	Generadora	Ago-19
Contugas	4.9%	Distribuidora	Dic-22
Otros	23.2%	Gen./Indust.	-

Fuente: Pluspetrol

La demanda local de GN muestra una marcada estacionalidad asociada a la demanda de las generadoras eléctricas acorde con la hidrología del país, con picos durante la época de estiaje (mayo – noviembre). Sin embargo, este riesgo es mitigado por la calidad de los contratos *Take or Pay* de largo plazo (con un alto porcentaje de cantidad en firme del gas contratado) y el incentivo que tienen las generadoras a mantener dichos contratos para asegurar su remuneración por potencia, de acuerdo con la regulación.

En línea con lo anterior, el Consorcio aplica la modalidad de firmar contratos de suministro interrumpible, con el fin de poner a disposición del mercado interno los volúmenes excedentes de gas de corto plazo (diferencia entre los consumos reales y los contratados en firme), situación que se daría con mayor frecuencia durante las épocas de avenida.

En cuanto a la diversificación de las ventas, los top-5 concentran el 74.6% de las mismas. El riesgo de concentración se mitiga al considerar la sólida calidad crediticia de sus clientes.

Cientes	% Ingresos	Tipo de Cliente	Grupo	IDR Sponsor o Grupo
Cálidda	36.0%	Distribuidora	Promigas/EEB	BBB-/BBB-
Engie	12.8%	Generador	GDF Suez (Engie)	A
Kallpa	9.3%	Generador	Inkia Energy	BBB-
Fenix	9.1%	Generador		
Enel	7.4%	Generador	Endesa	BBB+
UNACEM	4.5%	Industrial	UNACEM	BB
Otros	21.0%	Gen/ind./dist.		

Fuente: Hunt Oil Company of Peru

La caída de la demanda del GN en el mercado local, producto de los efectos climatológicos y económicos del país, ha originado que la participación de las ventas de GN disminuya al cierre del año móvil a setiembre 2017 (35.9% vs. 40.6% registrado durante el 2016), después de haber registrado un sostenido crecimiento en años anteriores. No obstante, su participación se sigue manteniendo por encima del promedio del último quinquenio (23.6%).

Se debe de tener en cuenta que los LGN, por lo general, permiten obtener mayor rentabilidad en relación del GN, debido a sus mayores precios. Así, la recuperación de los precios internacionales durante el 2017 ha incidido en el incremento de su participación.

La Clasificadora espera que la participación del GN en las ventas totales se recupere, como resultado de la normalización de la demanda de las empresas generadoras de electricidad, el desarrollo del mercado residencial y comercial, el mayor consumo de gas natural vehicular y gas natural comprimido. Por su parte, se espera que la producción de líquidos mostrará una declinación acorde con la madurez de los pozos y las inversiones en equipo de compresión que se realicen para alargar la vida de éstos.

Ventas de LGN

El Lote 88 es el de mayor producción de LGN del país, con una participación del 53.7% de la producción fiscalizada, la cual se reduce a 37.0% si se incluye la producción de crudo a nivel nacional (Ver Cuadro N°2).

El Consorcio vende tres productos derivados de los LGN al mercado local y extranjero: MDBS, nafta y GLP. En términos de volumen, el GLP (propano y butano) es el principal

producto, seguido de la nafta y los destilados medios (MDBS). En términos de ingresos, el GLP es el principal producto, seguido por la Nafta y el MDBS.

Producción Lote 88 al 100%

	LTM Set-17	2016	2015	2014	2013
GN producido (BPC)	371.7 *	379.1	381.2	398.5	389.9
% GN reinyectado	28.7% *	22.1%	28.8%	34.9%	41.6%
LGN (MBIs)	18,184	18,649	18,829	21,325	22,976
Nafta (MBIs)	7,585	7,739	7,410	8,345	9,148
Diesel / MDBS (MBIs)	1,380	1,660	1,907	2,280	2,278
Propano y Butano (MBbls)	9,219	9,250	9,512	10,700	11,550

*Últimos 12 meses a Junio 2017

Fuente: Pluspetrol Camisea y HOCP

A diferencia del 2014 y 2013, años en los que con el objetivo de lograr una mayor diversificación, se incrementaron considerablemente las exportaciones de MDBS; en el 2015 se apreció una reducción y en el 2016 se procedió a dejar de exportar, debido a que las ofertas de precio de exportación fueron poco atractivas en relación a lo ofrecido por los clientes locales como consecuencia de la caída del precio internacional del diésel. Por su parte, las exportaciones de Nafta incrementaron en 14.3% al cierre del año móvil a setiembre 2017 (US\$ 361.6 vs. US\$ 316.4 al cierre del 2016), producto de la recuperación de los precios internacionales.

Venta de LGN - Lote 88 al 100% (en MMUS\$)

	LTM Set-17			2016		
	Local	Exterior	Total	Local	Exterior	Total
GLP	377.5	0.0	377.5	318.7	0.0	318.7
MDBS	86.7	0.0	86.7	88.0	0.0	88.0
Nafta	0.0	361.6	361.6	0.0	316.4	316.4
Total	464.2	361.6	825.8	406.7	316.4	723.2

Fuente: HOCP

En el mercado local, el MDBS se vende específicamente a Refinería La Pampilla (Repsol) y Petroperú (Estado) con participaciones de 67.9 y 32.1% de las ventas a setiembre 2017. En cuanto a las ventas de GLP, las Refinerías también son clientes relevantes, junto a Zeta Gas y Lima Gas.

Por su parte, la nafta se exporta en su totalidad a través de licitaciones en el mercado internacional, en cargamentos de 300 mil barriles. Algunos de los clientes invitados a las licitaciones son: Shell Trading, Vitol, Trafigura entre otros. Los principales destinos fueron el Golfo de Estados Unidos, Colombia, Asia, Brasil y Holanda.

En el año móvil a setiembre 2017, los ocho principales clientes explican el 64.0% de las ventas, los cuales cuentan con una sólida calidad crediticia y *track record*. Cabe mencionar, que si bien se observa una concentración de clientes, el riesgo se encuentra mitigado por la naturaleza de *commodities* de los productos, la creciente demanda del mercado para este tipo de combustibles y los requerimientos de carta fianza a los clientes, de ser el caso.

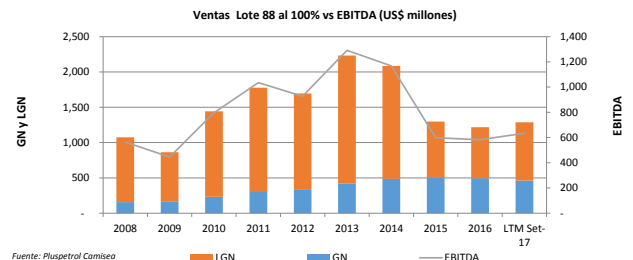
Cientes	% Ingresos	Producto	Grupo	IDR
Vitol	15.0%	Nafta	Vitol Group	
Zeta Gas	9.2%	GLP	Grupo Zeta	
Petro Diamond	8.6%	Nafta	Mitsubishi Corp.	A
Shell Trading US	8.3%	Nafta	Shell	AA-
R. La Pampilla	6.8%	MDBS	Repsol	BBB
Trafigura	5.5%	Nafta	Trafigura Mining	
Petroperú	5.3%	GLP/MDBS	Estado Peruano	BBB+
Lima Gas	5.1%	GLP	Lipigas	A-/BBB+
Otros	36.0%	Nafta/GLP		

Fuente: Hunt Oil Company of Peru

Los clientes de GN presentan principalmente cartas fianza emitidas por bancos locales o mantienen una clasificación de riesgo mínima establecida según la política de créditos de la compañía. En el caso de los clientes de nafta, GLP y MDBS, estos otorgan cartas de crédito *standby*, fianzas de bancos locales o garantías corporativas, y cuentan con crédito que varía entre los 11 y 15 días.

Dada la naturaleza de *commodities* de los LGN, existe cierta correlación entre sus precios y la cotización del crudo. Así, los precios de mercado final de los LGN son calculados en base a un porcentaje del WTI. La Nafta y GLP cotizan con un descuento y equivalen al 97 y 83% del WTI en promedio, mientras que el MDBS cotiza con un *Premium* y equivale a 127% el WTI en promedio durante los últimos doce meses a setiembre 2017.

En el año móvil a setiembre 2017, las ventas de LGN se incrementaron en 14.2% en términos monetarios, principalmente debido a la recuperación del precio del crudo WTI, principal referente del precio de los LGN, a pesar de la menor producción de LGN (-2.7% comparado con el año 2016).

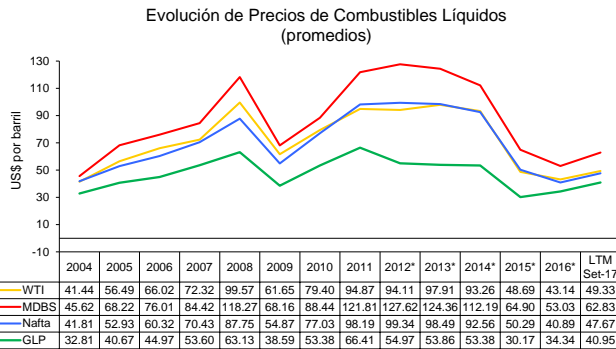


Fuente: Pluspetrol Camisea

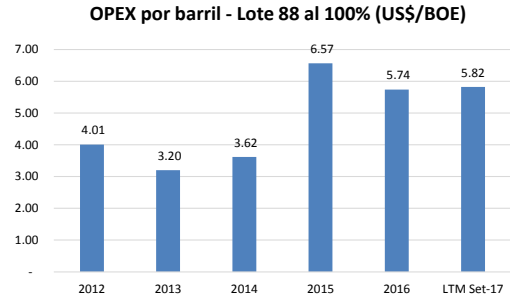
Al inicio del 2016, los precios del crudo continuaron con la tendencia a la baja observada desde el 2014. Es así que llegaron a un mínimo histórico en febrero 2016, por debajo de los US\$30 por barril. Sin embargo, se observó una recuperación, desde junio 2016, producto de la reducción de inventarios 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 2016, debido al primer acuerdo de recorte de producción que se tiene desde el 2008. Este recorte fue de 1.8 millones de barriles diarios (mbd), hasta un

nivel de producción de 32.5 mbd a partir de enero del 2017. A la fecha se sigue manteniendo dicho ajuste, cuyo acuerdo terminaría en marzo 2018. No obstante, el secretario general de la OPEP, Mohamed Barkindo, ha señalado que se encuentran en discusiones de extenderlo por todo el 2018.

consecuencia de los menores costos directos operativos (eficiencia productiva); y menores gastos de mantenimiento y reparación.



Fuente: Platts Oil Gramm / EIA / Pluspetrol Peru Corporation
* A partir del 2012 se han utilizado los precios de contrato promedio y se utiliza GLP en lugar de Propano y Butano por separado



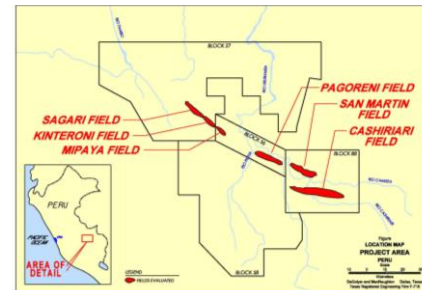
Fuente: HOCP/PLUSPETROL

Reservas

Según el reciente análisis de EIA, señala que para mantener la expansión del nivel de producción de EE.UU, es necesario que los precios se mantengan igual o por encima de US\$50/bbl. De esta manera, e incluyendo dentro de los supuestos a los ajustes y recortes de OPEP, el EIA proyecta que el precio promedio del crudo estará alrededor de US\$51.2 y 55.9 por barril al cierre del 2017 y 2018 (US\$ 51.2/bbl en promedio en los últimos doce meses a setiembre 2017). Cabe señalar que en el mediano plazo se espera una reducción de la inversión en proyectos de exploración (upstream) que generará que los precios se recuperen gradualmente alrededor del 2020. Asimismo, se espera un incremento en la demanda por la recuperación en la actividad económica en las principales economías.

A la fecha, el yacimiento Camisea posee la mayor reserva gasífera del país (84.5% del total de las reservas probadas de acuerdo con el Libro de reservas 2016 del MINEM) con un alto componente de LGN (22.7%). Estos otorgan una alta rentabilidad a los accionistas, ya que comercialmente representan el 60% de los ingresos de los productores en el año móvil a setiembre 2017 (69% en el 2016).

Dada la exposición a la volatilidad de precios a la que están expuestas las empresas del sector hidrocarburos (riesgo intrínseco), la calidad crediticia dependerá del manejo eficiente y oportuno de su estructura de costos y carga financiera.



Fuente: Perú LNG

Una de las fortalezas de Camisea es su estructura de costos competitiva. Las reservas de GN del yacimiento Camisea tienen un alto contenido de LGN, el cual eleva el valor del reservorio. Por su parte, el Consorcio ha culminado con su plan de capex para la ampliación de las instalaciones, necesarias para acompañar la creciente demanda de GN del mercado local. De esta forma, el Lote 88, al igual que el Lote 56, mantienen bajos costos operativos. El lote 88 presenta un costo promedio por barril equivalente de US\$5.82, el cual se mantiene por encima con respecto al 2016 (US\$5.77), principalmente por el mayor impacto de los gastos fijos ante la menor producción. Sin embargo, hay que considerar que hubo una disminución en el OPEX del 2016 como

De acuerdo con el último reporte de auditoría realizado por *Netherland, Swell & Associates*, las reservas probadas del Lote 88 ascenderían a 8.3 trillones de pies cúbicos (TPC) de GN y a 405.2 MMbbls de LGN, a diciembre del 2016.

	Reservas Probadas de GN y LGN	
	GN (BPC)	LGN (MMBbl)
Lote 88	8,279.8	405.2
Lote 56	2,019.6	128.7
Lote 57 1/	746.3	40.5

Fuente: *Netherlands, Sewell & Associates* (Diciembre 2016)

1/ Junio 2014

La estrategia de inversión de los *Sponsors* se basa en la maximización del valor del yacimiento, de ahí las constantes inversiones en exploración con el fin de incrementar las reservas y las inversiones en compresión para optimizar el nivel de producción, suavizando la declinación natural de los pozos en el tiempo. Así, las fuertes inversiones realizadas en el pasado han permitido que las reservas se incrementen a pesar del nivel de producción entre los años 2005 - 2015 (Ver Cuadro N°4). Cabe mencionar que la inversión en exploración se ha paralizado a partir del 2015, debido a que no se obtuvieron resultados exitosos en los pozos exploratorios y por la caída de los precios de los hidrocarburos, lo cual hace poco atractivo asumir el elevado nivel de inversión que implica esta etapa. De ahí que se registró una reducción en el nivel de reservas durante el 2016.

Los *Sponsors*, así como expertos, estiman que existe un mayor potencial de reservas, por lo que es posible que en el futuro, con la recuperación de precios, se vuelva a destinar parte del *capex* a exploraciones.

Perfil Financiero

En el año móvil a setiembre 2017, los ingresos del emisor se incrementaron en 6.5% a US\$335.0 millones, principalmente por la recuperación en precios de los hidrocarburos, a pesar del menor volumen de venta de LGN y GN (-2.7 y -7.1%, respectivamente).

En línea con lo anterior, el EBITDA incrementó de US\$145.5 millones, en el 2016, a US\$158.2 millones en el año móvil a setiembre 2017, mientras que el margen EBITDA se incrementó de 46.3% a 47.2% en similar periodo.

Considerando lo anterior, Pluspetrol Camisea generó una utilidad neta de US\$90.4 millones, 12.9% mayor a la obtenida en el 2016. Por su parte, el ROE se incrementó a 45.0% (40.4% en el 2016), nivel que resulta muy atractivo para el entorno actual de precios.

En términos de generación de caja, la empresa generó un flujo de caja operativo de US\$114.0 millones en el año móvil a setiembre 2017, inferior a los US\$120.9 millones generados en el 2016, producto principalmente de los mayores pagos por impuesto a la renta neto (gastos y reembolsos) en US\$14 millones. También cabe mencionar que el *capex* del periodo ascendió a US\$11.9 millones (US\$ 7.0 en el 2016), reportando así un flujo de caja libre de US\$102.1 millones (US\$113.8 en el 2016), que le permitió cubrir en 2.5x el servicio de deuda (SD), inferior al 7.0x del 2016, debido a que en el 2017 el SD se incrementó fuertemente por el inicio de amortización del préstamo bancario.

Cabe recordar que en marzo 2014, Pluspetrol Camisea contrajo un préstamo bancario por US\$100 millones con The

Bank of Nova Scotia, a 5 años y con 3 años de gracia (inicia la amortización en el 2017). Asimismo, con fecha 4 de mayo de 2017, la Empresa firmó un préstamo por un importe de hasta US\$50 millones, con el mismo banco, a 5 años y con 3 años de gracia también (inicia a amortizar en mayo 2020). Al cierre de setiembre 2017, la Empresa solicitó y recibió desembolsos por un total de US\$35 millones, el saldo se estaría desembolsado al cierre del año.

Cabe señalar que estas deudas permitieron que Pluspetrol cuente con mayor flexibilidad financiera al aumentar el *duration* de su deuda. Asimismo, le ha permitido destinar casi la totalidad del flujo de caja a repartir dividendos, y afrontar los servicios de deuda con los nuevos préstamos pactados, manteniendo un holgado nivel de capitalización. Así, el ratio de endeudamiento (DF / EBITDA) disminuyó de 1.10x a 1.02x.

Si bien se registró un ligero aumento de la deuda financiera de US\$160.8 a 161.7 millones, el mayor nivel de EBITDA permitió la reducción del nivel de endeudamiento.

Del total de la deuda financiera, los préstamos bancarios explican el 67.9% con vencimientos en Mar-19 y May-22, y la emisión de bonos corporativos, el 32.1%, con vencimiento hasta Nov-2021.

Así, dado el bajo endeudamiento, la Clasificadora considera que la generación de caja de la compañía es suficiente para cumplir oportunamente con el servicio de deuda, además de pagar dividendos.

En el año móvil a setiembre 2017, Pluspetrol Camisea repartió dividendos por US\$95.0 MM (2016: US\$100.0MM, 2015: US\$80.2MM).

■ Características de los Instrumentos

Primer programa de instrumentos de deuda

En el 2006, Pluspetrol Camisea decidió reestructurar sus pasivos a través de la emisión de bonos corporativos. Dichos fondos permitieron reemplazar la deuda que mantenía con sus afiliadas, las cuales financiaron parcialmente su parte correspondiente al desarrollo del Lote 88 (cuyo costo total ascendió a US\$850 millones) y, a su vez, le permitieron optimizar su estructura de capital. Dichos bonos se colocaron en dos emisiones, por un total de US\$150 millones. La segunda por US\$25 millones venció en octubre 2011 y el saldo de la Primera Emisión al cierre de setiembre 2017 ascendió a US\$52.0 millones.

Las características de las emisiones vigentes bajo el primer programa se muestran a continuación:

Bonos Corporativos - Setiembre 2017

Emisión	Fecha	Monto Colocado (US\$ MM)	Saldo (US\$MM)	Plazo	Amortización	Tasa de Interés
Primera - A	24/10/2006	US\$ 100 MM	US\$41.6	15 años	41 cuotas trimestrales, con 5 años de gracia.	Libor + 1.3125%
Primera - B	07/11/2006	US\$ 25 MM	US\$10.4	15 años	41 cuotas trimestrales, con 5 años de gracia.	Libor + 1.25%

Fuente: Operador Pluspetrol Perú Corporation

Primer programa de bonos corporativos

En JGA realizada el 29 de junio de 2012 se acordó un primer programa de bonos corporativos por un máximo de US\$250 millones o su equivalente en Nuevos Soles. Dichos fondos se utilizarían para financiar inversiones, capital de trabajo, reestructurar pasivos y cubrir necesidades de corto y largo plazo, entre otros.

Todas las series dentro de una misma emisión cuentan con la condición *pari passu*, mientras que las distintas emisiones podrían presentar un orden de prelación por antigüedad o por la existencia de garantías específicas.

Primera y segunda emisión de bonos corporativos

Las características de la primera y segunda emisión de bonos corporativos se detallan a continuación:

Primera y Segunda Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Monto (US\$MM)	Plazo	Tasa	Amortización	Garantías	Rescate
1ra	US\$125	15 años	Fija	41 pagos trimestrales desde el 20mo trimestre	Contrato de Fideicomiso	A partir del 6to año luego de vencido el 19no trimestre
2da	US\$25	5 años	Fija	20 pagos trimestrales desde el 1er trimestre	Contrato de Fideicomiso	A partir del 3er año luego de vencido el 7mo trimestre

Fuente: Pluspetrol Camisea

Se establecieron los siguientes usos para los recursos captados: i) efectuar pagos restringidos; ii) cubrir necesidades de capital de trabajo; iii) financiar inversiones; y, iv) otros fines corporativos.

Ambas emisiones cuentan con los mismos resguardos establecidos para los bonos corporativos actualmente vigentes. Asimismo, los bonos y el préstamo bancario se encuentran respaldados por un Fideicomiso Bancario compuesto por la totalidad de las ventas de hidrocarburos del Lote 88 que le pertenecen a Pluspetrol Camisea según su participación de 25%.

Cabe mencionar que no se han realizado emisiones bajo la primera y segunda emisión.

Fideicomiso de Flujos

La totalidad de la deuda financiera *senior* (bonos corporativos y préstamos bancarios), se encuentra garantizada por un Fideicomiso Bancario, el cual está compuesto por la totalidad de los derechos de cobro y flujos provenientes de la participación de la Empresa (25%) en las ventas futuras de

los hidrocarburos del Lote 88, además de los derechos sobre la Póliza de Pérdida de Beneficios.

Dicho fideicomiso está administrado por La Fiduciaria y funciona como una cuenta de paso (*pass-through*). Así, mientras no se notifique algún incumplimiento, el íntegro de las ventas depositadas en las cuentas recolectoras del fideicomiso será transferido a las cuentas de Pluspetrol Camisea. De este modo, la Empresa se encargará de transferir los montos necesarios para cumplir con los *cash calls* y el servicio de deuda.

En caso de notificarse algún incumplimiento, se retendría el 100% de los flujos en fideicomiso, y se procedería a administrar los fondos de acuerdo a lo establecido en el Contrato de Fideicomiso de Administración, el cual contempla el siguiente orden: i) el pago de la participación de Pluspetrol Camisea en los requerimientos de *cash calls*, así como de los tributos que el fideicomitente se encuentre obligado a cancelar; ii) constituir una cuenta de reserva equivalente a 2x el requerimiento de los dos siguientes meses de *cash calls* presupuestados; iii) destinar la totalidad del saldo de caja a prepagar las obligaciones contraídas con la emisión de los bonos y cualquier otra obligación calificada como Garantizada, según el Contrato de Fideicomiso, si así lo determina la mayoría de acreedores respaldados; y, (iv) pagar cualquier otro gasto o cargo contemplado en el Contrato de Fideicomiso.

Del cuadro se aprecia que la Empresa viene cumpliendo holgadamente con sus compromisos financieros.

Evolución de los Resguardos Financieros

Resguardos	Fórmula	Nivel	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	set-17
Cobertura Deuda	DF neta / EBITDA	2.75x/2.50x 1/	0.89x	0.50x	0.28x	0.41x	0.52x	1.20x	0.92x	0.62x
Cobertura SD	FCL + Caja NR / SD	1.25x	1.93x	2.98x	3.30x	3.96x	1.51x	4.32x	7.88x	3.95x
Patrimonio Neto		US\$50 MM	137.60	223.55	229.84	260.36	234.99	208.32	188.43	213.46
Ratio de Reservas Gas + Líquidos	R. Probadas+Probables / Producción ult. 12m	3 años mayor a plazo remanente veto bonos	51.00	51.26	52.23	45.89	37.77	36.53	33.88	36.42

1/ No debe ser mayor a 2.75x en los primeros cinco años, y no debe ser mayor a 2.50x a partir del sexto año

SD = Servicio de la Deuda

FCL = Flujo de Caja Libre

Caja NR= Caja Acumulada no sujeta a restricciones

Ratio de Reservas = Reservas Probadas + probables / Producción de últimos 12 meses debe ser mayor en por lo menos 3 años al plazo restante para la redención de los bonos.

Fuente: Pluspetrol Camisea

Fiduciario

El Fiduciario del Fideicomiso en Garantía es La Fiduciaria, la cual inició sus operaciones en el 2001. Al cierre de setiembre 2017 sus accionistas eran Credicorp (45%), Interbank (35%) y Scotiabank Perú (20%). Cabe señalar que su principal accionista, Credicorp, es el mayor holding financiero del país y que dentro de sus empresas figura el BCP, que es la mayor institución financiera peruana y tiene un rating de largo plazo otorgado por Apoyo & Asociados de AAA(pe).

Por su parte, a setiembre 2017 La Fiduciaria registró activos por S/ 19.0 MM (S/ 18.9 MM a dic16), pasivos por S/ 5.6 MM (S/ 5.3 MM a fines del 2016) y un patrimonio neto de S/ 13.4

MM (dic16: S/ 13.5 MM). Asimismo, a setiembre 2017 tuvo una utilidad neta de S/ 9.6 MM (S/ 8.4 MM a set16).

■ Proyecciones financieras

Con el fin de evaluar la solidez de la Empresa y el pago oportuno de la totalidad de la deuda senior garantizada (bonos corporativos y préstamos bancarios), la Clasificadora ha realizado su análisis basándose en un escenario conservador considerando diversos supuestos.

En ese sentido, ha considerado precios conservadores para el WTI y el GN (para la producción vendida a PLNG), una declinación natural en la producción de LGN y un ligero incremento en el opex por BOE.

Asimismo, a pesar del bajo *duration* de su deuda financiera (2.6 años), la Clasificadora estima que la empresa será capaz de cubrir con holgura los requerimientos de *capex* y el servicio de deuda, como consecuencia de la estructura competitiva de costos y el bajo nivel de endeudamiento que mantiene, lo que permite estimar adecuados ratios de cobertura de largo plazo y una adecuada flexibilidad financiera.

Para el WTI se consideró el *price deck* actualizado a octubre 2017 que emplea nuestro socio *FitchRatings*, el cual considera, en un escenario base, un WTI de US\$50 por barril para el 2017 (US\$ 49.8 real a setiembre 2017), US\$50.0 para el 2018 y US\$52.5 en el 2019. Para el largo plazo, se considera un precio de US\$55.0 por barril (a partir del 2020).

En este escenario, la Clasificadora esperaría un DSCR promedio de 3.53x para la vida de los bonos (2017-2021), con mínimos de 1.67x y 1.62x en el 2017 y 2018, respectivamente, debido la concentración de la amortización del préstamo bancario. Cabe señalar que, durante el año móvil a setiembre 2017, este ascendió a 2.5x, debido a que todavía le queda pendiente el pago de una cuota trimestral más en diciembre 2017.

Las coberturas de largo plazo LLCR y PLCR (valor presente de los flujos que generan las reservas respecto del total de la deuda) se estiman en 2.76 y 7.58x, respectivamente, para el 2017.

Por su parte, para el *rating case* o escenario de estrés, se considera WTI de US\$ 40 /Bbl para el 2017 al 2019, de US\$45 por barril para el 2020, y de US\$ 47.5 del 2021 en adelante. En este escenario se espera un DSCR promedio de 2.62x durante la vida remanente de los bonos.

Por otro lado, Pluspetrol Camisea muestra un bajo nivel de endeudamiento en relación a la totalidad de las reservas probadas del Lote 88 equivalente a US\$0.35 por barril equivalente de reservas (BOE), el cual en caso se emitieran

los US\$150 millones, se incrementaría a US\$0.68/BOE, ambos son de los más bajos del sector. Por su parte, el *Project Life Coverage Ratio* – PLCR – (valor presente de los flujos que generan las reservas / Total deuda) asciende a 3.92x (rating case: 3.08x) si se incorpora el Primer Programa de Bonos Corporativos aún por emitir (US\$150 MM).

Cabe señalar que la compañía planea realizar el rescate total del saldo de capital de las Series A y B en enero 2018 y noviembre 2017, respectivamente. Asimismo, la tasa competitiva de su deuda financiera aumentó a 3.02% al cierre del año móvil a setiembre 2017, comparado con lo registrado a fines del 2016 (2.59%).

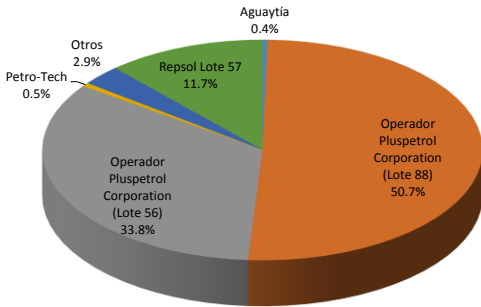
Por su parte, el nuevo préstamo de US\$ 50 MM permitirá a la Empresa afrontar los vencimientos del préstamo bancario (US\$100 MM), al incrementar el *duration* de su deuda. Por lo que una emisión de bonos para afrontar las amortizaciones del préstamo, ante bajos niveles de *capex*, no sería necesaria.

Proyecciones 2017-2020				
Lote 88 - Información general	2017	2018	2019	2020
Producción diaria (BOE/d)	234.89	233.75	232.79	233.23
Vida reservas GN (años)	20.76	19.69	18.61	17.54
Vida reservas LGN (años)	18.89	18.29	17.61	16.47
Vida lote (BOE)	20.32	19.36	18.38	17.29
Escenario Base	2017	2018	2019	2020
Precio WTI (US\$ / Bbl)	50.00	50.00	52.50	55.00
Precio GN (US\$ / MMBtu)	2.91	2.91	2.91	3.15
Ingresos (US\$ 000)	419,278	417,744	428,142	443,705
EBITDA (US\$ 000)	158,116	154,121	157,936	165,062
Deuda Financiera (US\$ 000)	149,011	86,911	74,811	43,961
DF / EBITDA (x)	0.94	0.56	0.47	0.27
FCL / SD (x)	1.67	1.62	7.64	3.54
Opex / BOE	5.61	5.77	5.91	6.03
LLCR (2021)	2.76	2.49	3.38	2.79
PLCR (2040)	7.58	8.11	13.79	15.84
Escenario Conservador	2017	2018	2019	2020
Precio WTI (US\$ / Bbl)	40.00	40.00	40.00	45.00
Precio GN (US\$ / MMBtu)	1.94	1.94	1.94	2.42
Ingresos (US\$ 000)	361,727	361,714	362,757	386,474
EBITDA (US\$ 000)	118,562	115,471	113,359	125,524
Deuda Financiera (US\$ 000)	149,011	86,911	74,811	43,961
DF / EBITDA (x)	1.26	0.75	0.66	0.35
FCL / SD (x)	1.25	1.21	5.45	2.68
Opex / BOE	5.77	5.93	6.08	6.20
LLCR (2020)	2.08	1.87	2.55	2.16
PLCR (2029)	5.94	6.38	10.90	12.64

Fuente: Pluspetrol Perú Corporation, Fitch Ratings, Gas Strategies y A&A

Cuadro N° 1

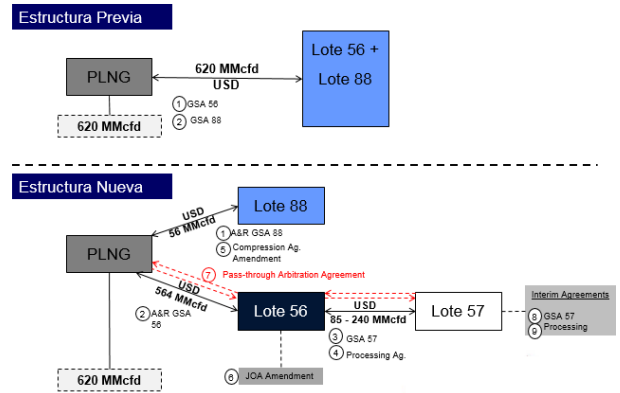
Producción Fiscalizada de Gas Natural Set-17



Fuente: MINEM

Cuadro N° 3

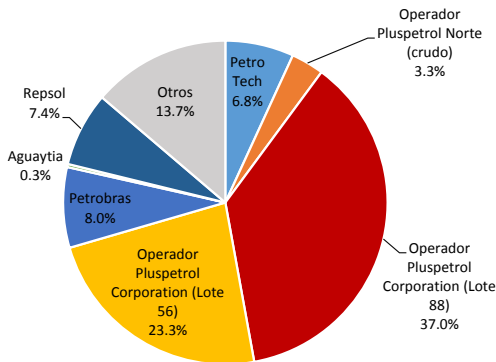
Estructura de Sustitución del Bloque 88



Fuente: HOCP

Cuadro N°2

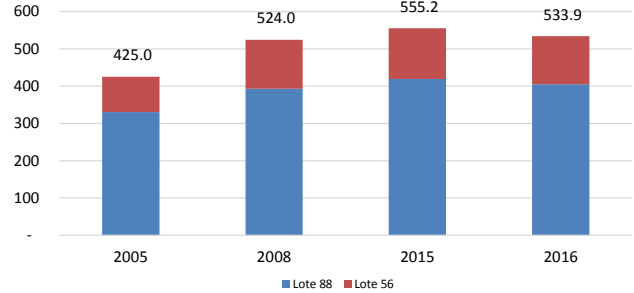
Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos LTM Set-2017



Fuente: MINEM

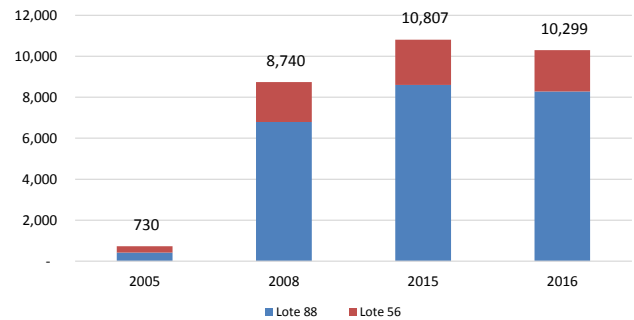
Cuadro N° 4

Reservas Probadas LGN (MMBL)



Fuente: Netherland, Sewell & Associates, Inc, Diciembre 2016

Reservas Probadas GN (BPC)



Fuente: Netherland, Sewell & Associates, Inc, Diciembre 2016

Resumen Financiero - Pluspetrol Camisea S.A.

(en miles de US\$)

	LTM Set-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12
Rentabilidad						
EBITDA	158,160	145,531	149,584	291,828	322,938	231,799
Margen de EBITDA (%)	47.2%	46.3%	44.6%	55.1%	57.3%	54.0%
(FFO + Gastos Financieros Pagados) / Capitalización	31.3%	36.9%	21.1%	46.2%	51.2%	44.0%
FCF / Ingresos	30.5%	36.2%	25.9%	33.7%	38.1%	28.2%
Retorno sobre el Patrimonio Promedio (%)	45.0%	40.4%	30.1%	70.9%	84.7%	65.3%
Cobertura						
(FFO + Gastos Financieros Pagados) / GF Pagados	23.05	32.22	22.44	56.82	108.67	53.63
EBITDA / Gastos financieros Pagados	31.01	36.42	41.76	85.43	149.09	63.39
EBITDA / Servicio de deuda	1.48	2.70	9.38	17.39	2.75	5.71
(EBITDA + Caja) / Servicio de deuda	2.11	3.30	10.68	19.55	3.34	7.36
CFO / Inversión en Activo Fijo	9.55	17.22	5.22	15.01	10.16	4.69
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda financiera total / Capitalización	43.1%	46.0%	45.3%	44.2%	43.7%	48.9%
Deuda financiera total / EBITDA	1.02	1.10	1.15	0.64	0.62	0.94
Deuda financiera total neta / EBITDA	0.60	0.88	1.02	0.51	0.41	0.65
Costo de financiamiento estimado	-2.9%	-2.6%	-5.8%	-6.2%	-2.3%	-3.0%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	63.1%	31.0%	7.2%	7.2%	57.3%	17.0%
Balance						
Activos totales	484,984	458,508	478,240	529,513	572,300	554,477
Caja e inversiones corrientes	67,395	32,581	20,655	36,280	69,623	66,912
Deuda financiera Corto Plazo	102,041	49,900	12,359	13,363	115,425	36,940
Deuda financiera Largo Plazo	59,670	110,871	160,277	172,116	85,879	99,078
Deuda financiera total	161,711	160,771	172,636	185,479	201,304	217,676
Patrimonio Total	213,460	188,428	208,323	234,281	258,882	227,731
Capitalización	375,171	349,199	380,959	419,760	460,186	445,407
Flujo de caja						
Flujo generado por las operaciones (FFO)	115,713	128,896	97,406	190,175	232,524	192,653
Variación de capital de trabajo	(1,714)	(8,042)	10,015	1,114	5,779	(38,696)
Flujo de caja operativo (CFO)	113,999	120,854	107,421	191,289	238,303	153,957
Inversiones en Activos Fijos	(11,934)	(7,018)	(20,571)	(12,745)	(23,445)	(32,860)
Flujo de caja libre (FCF)	102,065	113,836	86,850	178,544	214,858	121,097
Dividendos comunes	(94,998)	(99,995)	(80,233)	(170,229)	(175,460)	(140,512)
Otras inversiones, neto	-	-	(266)	-	-	-
Ingreso por nuevas deudas corto + largo plazo	35,000	-	6,000	404,671	176,614	48,467
Amortizaciones deudas corto + largo	(37,196)	(12,195)	(18,196)	(418,401)	(110,575)	(83,571)
Variación neta de deuda	(2,196)	(12,195)	(12,196)	(13,730)	66,039	(35,104)
Variación neta de capital	-	-	-	-	-	-
Financiamiento de/a Vinculadas y otros	32,046	10,280	(9,780)	(20,075)	21,500	31,917
Otros	-	-	-	-	-	-
Variación de caja	36,917	11,926	(15,625)	(25,490)	126,937	(22,602)
Resultados						
Ingresos	334,998	314,638	335,197	529,877	563,867	429,476
Variación de Ventas (%)	6.5%	-6.1%	-36.7%	-6.0%	31.3%	-4.3%
Utilidad operativa (EBIT)	137,869	122,871	125,573	263,634	298,744	216,040
Gastos financieros pagados	(5,101)	(3,996)	(3,582)	(3,416)	(2,166)	(3,657)
Resultado neto	90,407	80,100	66,678	174,850	205,983	146,804
WTI (US\$/barril)	49.33	43.14	48.69	93.26	97.91	94.11
Producción Fiscalizada - Lote 88 (al 100%)						
GN (en MMPC)	251,612	258,388	238,132	224,488	186,010	182,113
LGN (en miles de barriles)	18,040	18,372	18,842	21,194	22,939	16,771

Vencimientos de Deuda Senior de Largo Plazo (Dic-16)

Año (miles de US\$)	2017	2018	2019+
Vencimientos (Principal)	49,900	65,064	45,807

EBITDA: Ut. operativa + depreciación y amortización.

 FFO: Ut. neta + depreciación y amort + resultado via activos + castigos y provisiones + otros ajustes a la ut. neta +
 + var en otros activos + var de otros pasivos - dividendos preferentes

Variación de capital de trabajo: Cambio en CxC comerciales + cambio en existencias - cambio en CxP comerciales

CFO: FFO + Variación de capital de trabajo

FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes

Servicio de deuda:Gastos financieros + deuda de corto plazo

ANTECEDENTES

Emisor:	Pluspetrol Camisea S.A.
Domicilio legal:	Av. República de Panamá 3055. Piso 7. San Isidro.
RUC:	20510889135
Teléfono:	(511) 411-7100
Fax:	(511) 411-7117

RELACIÓN DE DIRECTORES

Esteban José Diez Peña	Director
Germán Teobaldo Giménez Vega	Director
Eduardo Romeo Jose Maestri	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Germán Teobaldo Jiménez Vega	Presidente
------------------------------	------------

RELACION DE ACCIONISTAS

Pluspetrol Resources Corporation	99.9%
----------------------------------	-------

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 los instrumentos emitidos por la empresa **PLUSPETROL CAMISEA S.A.**

<u>Instrumentos</u>	<u>Clasificación</u>
Primera Emisión del Primer Programa de Instrumentos de Deuda Pluspetrol Camisea S.A.	AAA (pe)
Primera Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos Pluspetrol Camisea S.A.	AAA (pe)
Segunda Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos Pluspetrol Camisea S.A.	AAA (pe)
Perspectiva	Estable

Definición

CATEGORÍA AAA (pe): Corresponde a la más 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.

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 0.0% 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.