

Pluspetrol Lote 56 S.A. (Pluspetrol 56)

Informe Anual

Ratings

Tipo Instrumento	Rating Actual	Rating Inicial	Fecha Rating Inicial
Bonos Corporativos	AAA(pe)	AAA(pe)	Mar.10

Elaborado con información financiera auditada a diciembre del 2015.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	dic-15	dic-14	dic-13
Ingresos	180,584	350,535	472,922
EBITDA*	50,799	165,103	268,091
Flujo de Caja Operativo (CFO)	42,665	83,578	192,408
Deuda Financiera Total	146,524	167,924	183,309
Caja y valores	31,444	42,287	87,775
Deuda Financiera / EBITDA	2.88	1.02	0.68
Deuda Financiera Neta / EBITDA	2.27	0.76	0.36
EBITDA / Gastos Financieros	14.04	45.02	63.44

Fuente: Pluspetrol Lote 56

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

Analistas

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

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

Resumen

Apoyo & Asociados (A&A) ratifica la clasificación de AAA(pe) a los bonos corporativos (BC) emitidos por Pluspetrol Lote 56. La perspectiva estable. Los BC se colocaron en julio 2010 en dos emisiones bajo el marco del Primer Programa de BC por US\$124.5 MM. Al cierre del 2015, la primera emisión fue cancelada al 100%, mientras que la segunda mantiene un saldo en circulación de US\$46 millones. La estructura contempla una garantía (compartida *pari passu* con préstamos bancarios) compuesta por un fideicomiso bancario constituido por el 100% de las ventas de los hidrocarburos extraídos del Lote 56 (Camisea) que le pertenecen a Pluspetrol Lote 56 según su participación (25%), así como por los demás activos y derechos que le correspondan.

Factores Claves de la Clasificación

Estructura de costos competitiva. Las reservas de GN del Lote 56 tienen un alto componente de líquidos, el cual incrementa el valor del yacimiento. Asimismo, la culminación de las inversiones en la ampliación de las instalaciones, permite inferir que en el futuro los requerimientos de *capex* serán mínimos. Las inversiones estarán concentradas en equipos de compresión para mantener la producción y lograr eficiencias, las cuales se espera se autofinancien con la caja generada por el Lote. Por ello, Lote 56 mantiene un bajo costo operativo (*opex*) por barril, alrededor de 6.49 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 históricos en la última década, pero no sostenibles en el largo plazo), el Lote 56 siga generando un adecuado *cash flow*.

Adecuado nivel de reservas. El Lote 56 cuenta con reservas probadas por 2.2 TFC de GN y 136.2 MMBbl de LGN, lo cual le garantiza una producción, a los niveles actuales, de 12.7 años, muy superior al plazo remanente del bono (5 años). Asimismo, el valor de las reservas (VPN de los flujos) garantiza en 2.9x el saldo de la deuda financiera garantizada a precios conservadores del escenario base de A&A.

Cabe señalar que Lote 56 y Lote 88 (yacimiento Camisea) constituyen el yacimiento gasífero más grande del país, que abastece en un 43.8% a la matriz energética del Perú, y genera el 71.9% del total de las regalías del sector de hidrocarburos.

Buen desempeño operativo del Lote 56. La producción del Lote 56 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 56 mantuvo una tendencia creciente entre el 2010-2013, pasando de 106 a 151 Mboe/d. En el 2014 y 2015 se aprecia una ligera reducción, pero manteniendo niveles importantes (124 Mboe/d en promedio) debido al cambio, en Ago-14, en el contrato de venta de GN con su único cliente PLNG, y en el 2015 a la rotura del ducto de líquidos de TGP y la parada en la planta de PLNG por mantenimiento mayor que obligó a parar la producción de los pozos. Asimismo, su portafolio de clientes cuenta con un bajo riesgo crediticio.



Adecuados ratios de cobertura. A pesar del bajo *duration* de su deuda financiera (3.4 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 cobertura de largo plazo y una adecuada flexibilidad financiera.

En el 2015, a pesar de la drástica caída de los precios internacionales de hidrocarburos, Pluspetrol Lote 56 continúa mostrando indicadores saludables, con un ratio de cobertura de servicio de deuda (EBITDA/SD) de 2.66x, superior al 2.18x del 2014 a pesar de la reducción del EBITDA. Ello debido al financiamiento bancario por US\$50 MM adquirido en Jun-15 a cinco años para afrontar los vencimientos corrientes y mejorar el *duration* de su deuda, aunque éste sigue siendo muy corto (3.4 años). En el caso de la cobertura de gastos financieros, ésta, si bien se redujo, pasando de 45.02 a 14.04x, aún se mantiene en niveles holgados.

A futuro, en un escenario base, con WTI de 35, 45, 55 y 65 US\$/ bbl para el 2016, 2017, 2018 y 2019 en adelante, la Clasificadora esperaría un DSCR promedio (FCF / SD) de 2.52x, con un DSCR < 1.0 en los años 2018 y 2019, en los que se concentra la amortización del préstamo bancario. Cabe señalar que si se considera la caja de libre disponibilidad estimada para el 2017, el DSCR sube a 1.5x para ambos años. Las coberturas de largo plazo, LLCR¹ y PLCR² se estiman en 1.30 y 2.8x, respectivamente, para el 2016.

Para el escenario *rating case o* estresado, se ha utilizado precios de WTI de 25, 35 y 40 US\$/ bbl para el 2016, 2017 y 2018 en adelante. En este escenario se muestra coberturas más ajustadas dado el bajo *duration* de la deuda con una cobertura promedio de 1.0x, pero inferior a 1.0x en tres años.

La Clasificadora no considera un riesgo material las coberturas menores a 1.0x, debido a que la empresa mantiene un importante nivel de caja (US\$31.4 MM) que le permite cubrir holgadamente el *shortfall* que se estima para el 2016 (-US\$1.2 MM). Adicionalmente, además de la generación de caja, la compañía cuenta con importantes líneas de crédito con bancos, que le permitirían afrontar cualquier necesidad de liquidez de corto plazo, de ser el caso. Para afrontar los vencimientos del 2018 y 2019, la Clasificadora considera que el PLCR estimado del 2017 en 1.6x, permite inferir que la empresa cuenta con una sólida capacidad de refinanciación de su deuda. Ello debido al bajo nivel de endeudamiento en relación a la totalidad de las reservas probadas equivalente a US\$1.2 por BOE. Asimismo, la Clasificadora ha considerado la importancia que tiene el yacimiento Camisea (Lote 56 y 88) para el Grupo. El Lote 88 debido al tamaño de sus reservas (4x el Lote 56) genera un importante flujo de caja.

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 hidrocarburos. 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 56.

¹ Loan Life Coverage Ratio

² Project Life Coverage Ratio

■ Hechos Relevantes

Laudo Arbitral a favor de Perupetro:

En agosto del 2015, el Consorcio de Productores del Lote 56 pagó a Perupetro US\$65 millones por concepto de ajuste de regalías (incluye gastos financieros y costos de arbitraje); luego de que el CIADI fallara a favor del Estado, en mayo 2015, y determinara que diez cargamentos de LNG fueron reexportados a mercados con mayores marcadores a los declarados. A Pluspetrol le correspondió pagar US\$16.7 millones.

De cara al futuro, el Laudo puso en manifiesto que para la valorización del LNG exportado y el cálculo de las regalías respectivas, se deberá tomar en cuenta el terminal de última descarga. Es decir, aquel terminal en el que se lleva a cabo la re-gasificación del GN proveniente del Lote 56 para su posterior consumo final y no el terminal de importación donde se realice la primera descarga, como lo interpretaba el Consorcio. Destaca que, de acuerdo con el Laudo, en ningún momento hubo dolo por alguna de las partes, y que por ende, dicha discrepancia surgió de interpretaciones distintas.

Por lo anterior, el Consorcio analizó el movimiento de los 313 embarques que transportaron LNG, en el periodo 2010 - febrero 2016, abarcando así la totalidad de las ventas realizadas a dicha fecha a PLNG. De acuerdo a la metodología utilizada, se detectaron reexportaciones en dos cargamentos adicionales, en relación a los cuales, en marzo 2016, el Consorcio pagó la suma de US\$13.5 millones por ajuste de regalías, correspondiendo a Pluspetrol el 25.0%. Tanto la metodología como el resultado de su aplicación han sido remitidos a Perupetro.

La Clasificadora considera positiva la acción de los Productores de evaluar el 100% de los embarques y así acotar la contingencia en su totalidad con el pago posteriormente realizado, dado el compromiso que tienen con el Gobierno. A&A estará atenta al pronunciamiento de Perupetro sobre la metodología empleada y las regalías pagadas.

Por otro lado, como consecuencia del laudo arbitral señalado, Pluspetrol Lote 56 S.A. facturó US\$40.4 millones a PLNG como monto adicional en el marco del GSA. PLNG cuestiona su obligación de pagar estas facturas y con fecha 14 de agosto 2015, presentó una solicitud de arbitraje contra la Compañía y algunas otras partes del GSA a fines de que se declare que PLNG no tiene la obligación de pagar las cantidades facturadas. Específicamente, PLNG argumenta que la obligación de pago de dichas facturas ha caducado conforme a las disposiciones del GSA, las normas de prescripción aplicable, y otras doctrinas bajo ley de Nueva York.

Rotura del poliducto de TGP.

El 30 de abril del 2015, TGP comunicó la rotura del ducto de líquidos, lo que conllevó a una reducción de la carga en planta (cabe resaltar que el Lote 56 no cuenta actualmente con pozos reinyectores) y que la producción de gas se realiza desde los pozos inyectores localizados en San Martín (Lote 88). De esta forma, se logró mantener el nivel de abastecimiento de gas al mercado local. El incidente fue resuelto el 6 de mayo.

A inicios del 2016, TGP tuvo que parar sus operaciones (12 días) debido al mismo problema, los cuales se producen por factores climatológicos. En este caso, sí se espera que el incidente tenga un impacto negativo sobre los resultados del primer trimestre del 2016, ya que si bien la producción de gas seco no se afectó, la producción de líquidos sí; motivo por el cual el Consorcio espera poder recuperar la producción de esos días en el transcurso del año.

■ Perfil

Pluspetrol Lote 56, 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 56, en el cual participa con el 25% según el Contrato de Licencia suscrito en setiembre del 2004 entre Perupetro y el Consorcio de Camisea y modificatorias, por un plazo de 40 años.

El Grupo Pluspetrol, a través de Pluspetrol Camisea, también participa con el 25% del Lote 88, mediante un Contrato de Licencia suscrito el 9 de diciembre del 2000 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 10.8 TPC (trillones de pies cúbicos) de Gas Natural y 555.2 MMbbl (millones de barriles) de Líquidos de GN. En el 2015, participó con el 89.0 y 83.7% de la producción fiscalizada de GN y LGN del país. Si se considera la producción de crudo, la participación sobre hidrocarburos líquidos es de 53.7% (Ver Cuadros N° 1 y 2).

En el 2015, sus inversiones en Camisea (25.0% en el Lote 88 y 56), le han reportado ingresos por US\$515.8 millones y un EBITDA de US\$200.4 millones. Las Operaciones de Camisea muestran un bajo nivel de endeudamiento en relación a la totalidad de las reservas probadas equivalente a US\$0.5 por BOE (1.2 y 0.4 US\$/BOE para Pluspetrol en Lote 56 y 88, respectivamente). Asimismo, en el 2015, repartieron dividendos por US\$93.3 millones (2014: US\$130.3 millones), inferior a la de años anteriores debido a la drástica caída de los precios.

Participación del Grupo Pluspetrol en Camisea - 2015

	Ingresos US\$ MM	EBITDA US\$ MM	Deuda US\$ MM	DF/EBITDA	Share
Pluspetrol Camisea	335.2	149.6	173	1.15	25.0%
Pluspetrol Lote 56	180.6	50.8	147	2.88	25.0%

Fuente: Pluspetrol

■ 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	Transportadora de Gas del Perú - TGP		
		Productores (Lote 88 y 56)	Transporte	Cálida
		Explotación	Transporte	Distribución
CPP Investment Board	Canadá	-	44.8%	-
Enagás	España	-	26.0%	-
GDF Suez - International Power	Bélgica	-	8.1%	-
Sonatrach Petroleum	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%	-	-
EEBB	Colombia	-	-	60.0%
Promigas	Colombia	-	-	40.0%
Operador		Pluspetrol	COGA	Cálida

Fuente: PLUSPETROL / TGP / Cálida

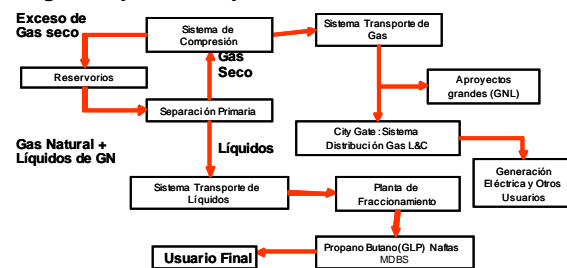
Las operaciones se inician con la extracción de los gases de los Lotes 88 y 56, los cuales ingresan a la planta de separación primaria en Malvinas para separar el líquido de gas natural (LGN) y el gas natural (GN).

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 Cálida 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



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) y Hunt Oil Company-Perú (HOCP). 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 130,000 barriles por día (bbl/d) en Pisco, superando la demanda local de GN, la cual se encontraba limitada por la capacidad del gasoducto. Cabe destacar que el 22 de abril del 2016, se 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 (120,000 bblsd), los cuales en conjunto cubren 20 días de producción.

En cuanto a los pozos productores, el Lote 88 cuenta con 14 pozos productores y una capacidad de 1,140 MMPCD, 3 pozos reinyectores con una capacidad de 400 MMPCD; y el Lote 56 con 10 pozos productores con una capacidad de 680

MMPCD. Cabe señalar que el Lote 56 no cuenta actualmente con pozos reinyectores.

■ Operaciones – Estructura Contractual

El operador del Lote 56, 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. Respecto al GN vendido a PLNG para su exportación, la regalía se sitúa en un rango entre 30 y 38% del valor según el mercado de destino final del GN.

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, 95 MBbld para el 2021, 90 MBbld 2022-2024, 85 MBbld 2025-2027 y 75 MBbld del 2028 al 2033. La tarifa se estableció en US\$3.51 por barril, reajutable anualmente por la inflación americana (US\$4.6 por barril, en el 2015).

■ Desempeño Lote 56

En el 2015, las ventas del Lote 56 se redujeron en 50.5% a US\$669.8 millones. El 18% de los ingresos provino de las ventas de GN y el 82% restante de las ventas de LGN. Las ventas se redujeron como consecuencia del menor precio promedio de venta del GN y de LGN, efecto que se vio exacerbado por la disminución de los volúmenes vendidos.

Venta de Hidrocarburos - Lote 56 al 100%
(en MMUS\$)

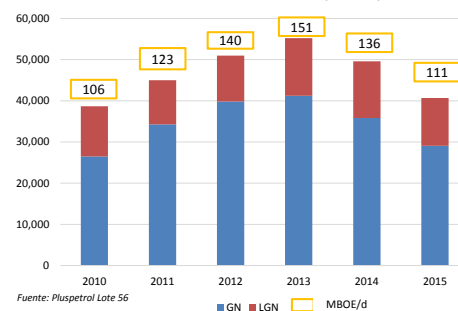
	2015			2014		
	Local	Exterior	Total	Local	Exterior	Total
Gas Natural	0.0	119.9	119.9	0.0	220.9	220.9
GLP	178.7	0.0	178.7	291.7	118.7	410.3
MDBS	82.1	23.6	105.7	113.0	69.3	182.3
Nafta	0.0	265.6	265.6	0.0	541.1	541.1
Total	260.8	409.1	669.8	404.7	950.0	1354.6

Fuente: Operador Pluspetrol Perú Corporation

La evolución de la producción del Lote 56 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 56 mantuvo una tendencia creciente entre el 2010-2013, pasando de 106 a 151 Mboe/d.

En el 2014, la producción se redujo debido a cambios en el contrato de suministro a PLNG y en el 2015, debido a factores externos como la parada por mantenimiento de PLNG (25 días) y la rotura del ducto de líquidos de TGP (12 días). Asimismo, la caída en los precios de los hidrocarburos, también ha influido sobre este resultado, ya que los niveles de rentabilidad obtenidos por la producción se han reducido considerablemente en comparación a años anteriores.

Producción Lote 56 al 100% (MBOE)



Fuente: Pluspetrol Lote 56

Ventas de GN

La totalidad de la producción es vendida a PLNG, proyecto de exportación de gas natural licuefactado (LNG), según contrato de suministro de gas natural (GSA) tipo *take or pay (TOP)* firmado en febrero del 2006. El GSA se firmó con ambos lotes, 56 y 88, para que en conjunto suministren 620 MMPCD por 18 años (4.2 TPC), desde junio 2010 (inicio operaciones PLNG). De esta manera, el 100% de las reservas del Lote 56 serían de exclusividad de PLNG y la diferencia sería abastecida por el Lote 88.

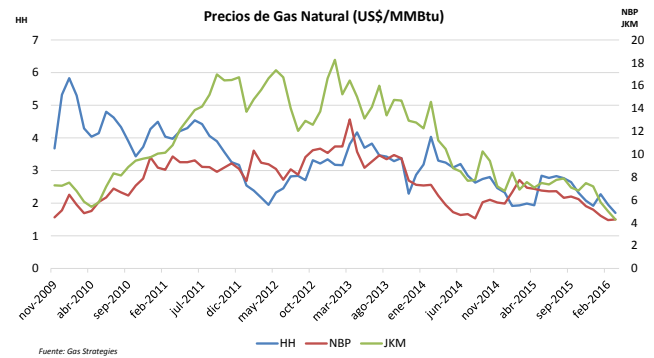
El precio pactado, de común acuerdo, está en función al precio de referencia del mercado de destino final del LGN. Se estableció que, para un piso de 2.00 US\$/MMBtu como Valor de Referencia (VR), el precio del contrato sería US\$0.06, el cual se irá incrementando gradualmente, conforme lo haga el VR.

En agosto del 2014, se realizó una modificación a los Gas Supply Agreement (GSA) (Ver Cuadro N°3). 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 sería abastecida de la siguiente manera: 56 MMPCD por el Lote 88, cuyo GN será destinado exclusivamente a abastecer el consumo de la planta de PLNG (*fuel gas*); y el restante, permanecerá como obligación del Lote 56. Por su parte, el Lote 56 suscribió un GSA con el Lote 57 por el 100% de sus reservas de GN de los yacimientos Kinteroni y Sagari (85 escalonado a 160, en 2016, 200, en 2018, y 240 MMPCD, en adelante), las cuales serán procesadas en las instalaciones del Consorcio (por el que percibira una remuneración el Lote 56) y destinadas a cubrir parte del compromiso asumido con PLNG. Es importante destacar que las condiciones del “Block 57 GSA” son un espejo de las condiciones del contrato “Block 56 GSA”.

Este cambio explica la caída en la producción del Lote 56 a partir del 2014. Asimismo, incide en una monetización más lenta de las reservas, ya que si bien extiende el periodo de vida del Lote, reduce en aproximadamente 30% las ventas y generación de caja de éste durante el período 2015-2019; pues en un inicio se esperaba que la totalidad de la demanda de PLNG sea abastecida por el Lote 56 hasta el 2019.

En el 2015, las ventas de GN fueron por US\$119.9 millones. La reducción en 46% con respecto al 2014, se explica tanto por la caída en la producción como por el menor precio de contrato obtenido, de 0.33 US\$/MMBtu (2014: 0.99 US\$/MMBtu). Este precio se encuentra por debajo del registrado en el mercado local (US\$2.29/MMBtu), debido a la drástica caída del precio del GN en los mercados de destino final del LNG (HH 66% a US\$2.84/MMBtu y No HH 34% a US\$7.12/MMBtu). Cabe mencionar que el HH continúa cayendo, aproximadamente en 40% en lo que va del 2016, por lo que se espera que el principal cliente de PLNG, SITME mantenga la venta mínima contractual a Manzanillo de 70% (con marcador HH) y destine el resto a mercados con marcadores más altos.

El EIA proyecta para el 2016, un Henry Hub de 2.25 US\$/MMBtu y para el 2017, 3.02 US\$/MMBtu. Se espera una recuperación lenta debido a la menor demanda de gas como consecuencia de temperaturas más elevadas de lo normal en invierno, altos niveles de inventario y el continuo crecimiento de la producción debido a la entrada al mercado de alternativas competitivas en precios, como es el caso del LNG procedente de USA.



En abril 2016, la Clasificadora redujo el rating de los bonos corporativos de PLNG de AA+(pe) a AA(pe) con perspectiva negativa, debido al deterioro en sus métricas crediticias ante la drástica caída del HH. Para el 2016, se estima que la generación anual no será suficiente para cubrir el SD, por lo que los *Sponsors* y el *off taker*, han acordado inyectar fondos hasta por US\$110 millones, para pagar el SD sin recurrir a las cuentas de reserva que tiene la empresa (US\$180 millones).

El nuevo contexto de precios bajos esperado para el HH, pone en riesgo la solvencia financiera de PLNG. Por ello, desde finales del 2015, PLNG viene discutiendo alternativas con el *offtaker*, Shell, para revisar los términos comerciales del Sales and Purchase Agreement – SPA.

Ventas de LGN

El Lote 56 es el segundo lote de mayor producción de LGN del país, con una participación del 31.9% de la producción fiscalizada, la cual se reduce a 20.5% 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, la nafta es el principal producto, seguido por el GLP y el MDBS.

Producción Lote 56 al 100%

	2015	2014	2013
GN producido (BPC)	168.5	207.7	239.1
% GN reinyectado	0.0%	1.4%	0.0%
LGN (MBIs)	11,634	13,774	13,969
Nafta (MBIs)	4,616	5,390	5,564
Diesel / MDBS (MBIs)	1,173	1,465	1,383
Propano y Butano (MBbls)	5,845	6,919	7,022

Fuente: HOCP

En el mercado local se vende principalmente GLP y MDBS, siendo sus principales clientes Petroperú (Estado) y Repsol

(Repsol Gas y Refinería La Pampilla). Otros clientes locales menores de GLP son Llama Gas, Peruana de Combustibles, y Zeta Gas Andino, entre otros.

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 Castleton, Phillips 66, BP Products, Vitol, entre otros. Los principales destinos fueron el Golfo de Estados Unidos, Colombia, Asia, Brasil y Antillas Holandesas.

En el 2015, los siete principales clientes explican el 76.5% 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.

Ventas de LGN del Lote 56 al 100%- 2015

Clientes	% Ingresos	Producto	Grupo	IDR
Petroperú	20.6%	GLP/MDBS	Estado Peruano	BBB+
Repsol Gas	18.9%	GLP	Repsol	BBB
R. La Pampilla	12.6%	MDBS	Repsol	BBB
Castleton	7.5%	Nafta		
Phillips 66	6.8%	Nafta	Phillips 66 Partners	BBB
BP Products	5.4%	Nafta	BP plc	A
Vitol	4.7%	Nafta	Vitol Group	
Otros	23.5%	Nafta/GLP		

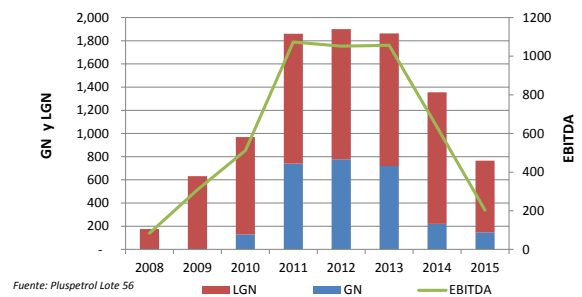
Fuente: Hunt Oil Company of Peru

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 los LGN son calculados en base a un porcentaje del WTI. La Nafta y GLP cotizan con un descuento, y equivalen en promedio al 98 y 63% del WTI en promedio, mientras que el MDBS cotiza con un *Premium* y equivale a 125% el WTI en promedio.

En el 2015, las ventas de LGN se redujeron en 51.5% en términos monetarios, debido a la drástica caída del precio del crudo WTI, principal referente del precio de los LGN; y, a la caída en la producción de GN, que afecta la obtención de líquidos con una reducción del 15.5% del volumen producido.

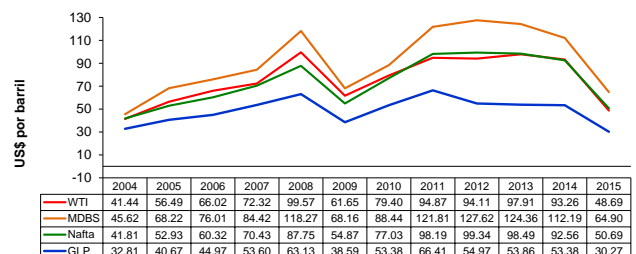
EBITDA vs Ventas Lote 56 al 100% (US\$ millones)



Fuente: Pluspetrol Lote 56

En el 2015, el WTI siguió mostrando una tendencia decreciente, iniciada en octubre del 2014, registrando una caída de 47.8% respecto el promedio del 2014 (48.7 vs. 93.3 US\$/bbl). Durante el 2016, la cotización del WTI siguió con tendencia a la baja y llegó a la cotización más baja de los últimos diez años, por debajo de los 30 US\$/bbl, en febrero del 2016. La tendencia declinante observada es explicada por: i) aumento de la producción estadounidense debido a la explotación del gas de esquisto; ii) reducción del crecimiento de China; iii) recuperación de la producción de petróleo de Libia y aminoramiento de los conflicto en Irak; y, iv) la decisión de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de no reducir su producción.

Evolución de Precios de Combustibles (promedios)



Fuente: Platts Oil Gram / EIA / Pluspetrol Peru Corporation

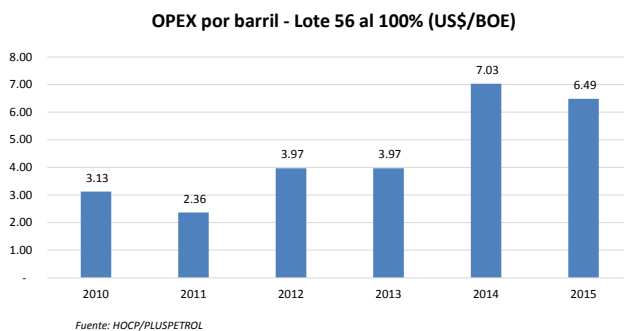
Sin embargo, a mayo 2016 se ha observado una ligera recuperación del WTI (45 US\$/bbl), por las menores inversiones en exploración y producción, pero aún no se puede decir que ésta sea sostenible ya que es un mercado altamente volátil.

El *Energy Information Administration* (EIA) estima que la cotización del WTI será en promedio US\$35 y US\$47 por barril, en el 2016 y 2017, respectivamente. EIA espera que la producción no OPEP disminuya en el 2016, lo que sería el primer descenso desde 2008. Se espera que la mayor parte de esta disminución de la producción se dé en los Estados Unidos. Cabe resaltar que la expectativa de precios bajos y de flujos de efectivo reducidos para las empresas petroleras,

ha llevado a disminuir la escala de los programas de inversión o a postergarlos hasta observar una recuperación en las cotizaciones. Las proyecciones también han impactado sobre el número de plataformas de extracción y perforación de pozos, ya que éstos están disminuyendo en número por los elevados costos en relación al escenario de precios bajos. Por otro lado, el incremento de inventarios es una variable de incertidumbre, debido a que la capacidad global de almacenaje es limitada y se desconoce cuánto de la producción se podrá absorber, sin que el mayor costo de almacenaje impacte negativamente sobre el precio del crudo.

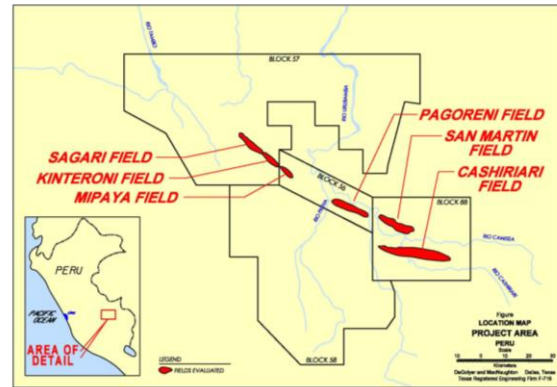
Dada la exposición a la volatilidad de precios a la que están expuestas las empresas del sector hidrocarburos (riesgo intrínseco), la calidad crediticia dependerá del manejo eficiente y oportuno de su estructura de costos y carga financiera.

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 56, al igual que el Lote 88, mantienen bajos costos operativos. El lote 56 presenta un costo promedio por barril equivalente de US\$6.49, el cual ha disminuido con respecto al 2014, ya que el productor ha adaptado el presupuesto de gastos al entorno actual de precios bajos.



Reservas

A la fecha, el yacimiento Camisea posee la mayor reserva gasífera del país (96% del total de las reservas probadas de acuerdo con el MINEM) con un alto componente de LGN (23.6%). Estos otorgan una alta rentabilidad a los accionistas, ya que comercialmente representan el 68% de los ingresos de los productores en el 2015 (79% en el 2014).



De acuerdo con el último reporte de auditoría realizado por *Netherland, Swell & Associates*, las reservas probadas del Lote 56 ascenderían a 2.2 trillones de pies cúbicos (TPC) de GN y a 136 MMbbls de LGN, a diciembre del 2015.

	Reservas Probadas de GN y LGN	
	GN (BPC)	LGN (MMBbl)
Lote 88	8,597.8	419.0
Lote 56	2,209.4	136.2
Lote 57	746.3	40.5

Fuente: *Netherland, Swell & Associates, Inc.*, Diciembre 2015

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 de la producción (Ver Cuadro N°4).

La actual coyuntura de precios bajos, ha llevado a que el plan de inversiones se reduzca de manera significativa y se concentren en equipos de compresión para mantener la producción y mejorar las facilidades que le permita hacer eficiencias, limitando aquellas destinadas a exploraciones. Así, el plan de *capex* del yacimiento para el periodo 2016-2020 asciende a US\$119.5 millones (US\$87.7 y US\$31.8 millones para el Lote 88 y 56, respectivamente). De lo anterior, le corresponde al Emisor aportar el 25%. De acuerdo a las actuales proyecciones, estas inversiones pueden ser financiadas con la propia generación de caja de los lotes.

Los *Sponsors*, así como expertos, estiman que existe un mayor potencial de reservas, por lo que es de esperarse que en el futuro, con la recuperación de precios, se vuelva a incrementar el *capex* destinado a exploraciones así como aquellas destinadas a optimizar la recuperación de las reservas y estabilizar la producción.

Perfil Financiero

En el 2015, los ingresos del emisor se redujeron en 48.5% a US\$180.6 millones, ante la drástica caída de los precios del GN en el mercado de destino (HH) y los precios internacionales de LGN. Lo anterior, fue agravado por la menor producción de LGN por la parada de planta de PLNG por trabajos de mantenimiento, lo que obligó a paralizar la producción de los pozos, ya que el Lote 56 no cuenta con pozos reinyectores. Adicionalmente se tuvo un efectivo negativo por la rotura del poliducto de TGP.

La caída en la ventas, y el mayor impacto de los costos fijos, incidieron en una reducción del Ebitda y margen Ebitda a US\$50.8 millones y 28.1% (US\$165.1 millones y 47.1% en el 2014, respectivamente).

Considerando lo anterior, Pluspetrol Lote 56 generó una utilidad neta de US\$9.6 millones, 88.5% inferior a la obtenida en el 2014. El ROE se redujo a 9.2% (74.2% en el 2014).

En términos de generación de caja, la empresa generó un flujo de caja operativo de US\$42.6 millones en el 2015, el cual fue considerablemente menor al del 2014 (US\$83.6 millones). También cabe mencionar que el *capex* del periodo ascendió a US\$5.3 millones, reportando así un flujo de caja libre de US\$37.4 MM, que le permitió cubrir en 2.1x el servicio de deuda.

Por otro lado, la deuda financiera corriente se redujo de US\$72.1 a US\$15.5 millones, por lo cual la cobertura de servicio de deuda (EBITDA/SD) se incrementó a pesar de la reducción del EBITDA, pasando de 2.18 a 2.66x. Lo anterior, gracias al préstamo bancario por US\$50 MM Oct-15 a cinco años, que le permitió amortizar los bonos y mejorar ligeramente el *duration* de la deuda. Por el contrario, el ratio de cobertura de gastos financieros (EBITDA/GF) fue menor al registrado en el 2014 (14.04x vs. 45.02x, respectivamente), ya que en el 2015 incorporaron los intereses por ajuste de regalías según el Laudo arbitral.

Cabe mencionar que del total de la deuda financiera, los préstamos bancarios explican el 68.1% con vencimientos entre el 2018 y 2020, y la emisión de bonos corporativos, el 31.7%, con vencimiento hasta el 2020 (la diferencia corresponde a instrumentos derivados, los cuales mitigan el riesgo de variabilidad de la tasa de interés de la deuda financiera).

A pesar de la reducción en el EBITDA, la compañía presenta una importante capacidad de repagar su deuda según lo muestra el ratio (EBITDA + Caja)/SD, el cual pasó de 2.74x a 4.31x entre 2014 y 2015, niveles adecuados para la clasificación de riesgo que mantiene.

Adicionalmente, A&A reconoce la flexibilidad financiera con la que cuenta la empresa, ya que además de la generación de caja, cuenta con importantes líneas de crédito con bancos, que le permitirían afrontar cualquier necesidad de liquidez de corto plazo, de ser el caso.

■ Características de los Instrumentos

En julio de 2010, Pluspetrol Lote 56 colocó dos emisiones dentro del marco del Primer Programa de Bonos Corporativos de hasta US\$200 millones, con las siguientes características:

Primer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	1era.	2da.
Monto	US\$27.5 MM	US\$97MM
Tasa	Libor 3m + 3.00%	Libor 3m + 3.50%
Plazo	5 años	10 años
Amortización	trimestral / constante	trimestral / decreciente
Período de Gracia	7 trimestres	7 trimestres
Opción de Rescate	Inicio 2do año	Inicio 3er año
Prima de rescate (% Monto Rescatado)	0.50% (año 2 - 3) - 0.40% (en adelante)	0.40% (año 3 - 4) - 0.30% (año 5 - 7) - 0.20% (en adelante)

Fuente: Pluspetrol Lote 56 S.A.

Los recursos fueron destinados a sustituir la deuda que la empresa mantenía con su vinculada Pluspetrol Camisea, contraída para financiar los requerimientos de inversión.

Cabe mencionar que la Primera emisión fue cancelada en julio del 2015, mientras que la segunda, que vence en julio del 2020, mantiene un saldo en circulación de US\$46 millones.

Entre las principales obligaciones y limitaciones contempladas en los contratos de emisión se encuentran los siguientes resguardos financieros, los cuales se vienen cumpliendo de manera holgada:

	Resguardos Financieros							
	2010-2014	2015 en adelante	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15
DFN / EBITDA	< 2.75x	< 2.50x	0.62x	0.31x	0.29x	0.38x	0.79x	2.18x
FCF* / SD**	> 1.25x		3.85x	50.73x	10.32	4.17x	1.46x	1.39x
Patrimonio Neto	> US\$50 millones		98.1	119.38	227.5	126.0	99.1	108.5
Tail Reserve	> ó = 3 años		19.33	17.73	19.08	17.96	19.13	19.03x

*FCF = EBITDA - impto renta - participación trabajadores - capex + saldo de caja + ingreso de caja por nueva deuda + aportes de capital.

**SD = Servicio de Deuda Total (incluye anticipo de clientes).

Tail Reserve = 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.

Fideicomiso de flujos

La totalidad de la deuda *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 en las ventas de los hidrocarburos del Lote 56; y todos los demás derechos que

le corresponden. Cabe mencionar que aparte de los bonos corporativos, dicho fideicomiso podría respaldar otra deuda financiera.

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 Lote 56. 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 evento de 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 pago de la participación de Pluspetrol Lote 56 en los requerimientos de capital, los tributos y el servicio de deuda. Los flujos retenidos se mantendrían en el patrimonio fideicometido, hasta que se notifique la subsanación del incumplimiento por parte de la empresa.

Del mismo modo, en caso ocurriese algún incumplimiento que califique como aceleración de pagos, bajo criterio de los acreedores respaldados, se solicitaría la apertura de una cuenta de reserva de *cash calls* o requerimientos de capital, equivalentes a dos veces el monto correspondiente a los dos siguientes meses de *cash calls* presupuestados. Asimismo, el patrimonio retendría el 100% de los flujos, y los asignaría de la siguiente manera: (i) abonar la parte correspondiente a Pluspetrol Lote 56 de los *cash calls*, así como de los tributos que el fideicomitente se encuentre obligado a cancelar; (ii) depositar el monto correspondiente a la cuenta de reserva de *cash calls*; (iii) pagar las obligaciones contraídas con la emisión de los bonos y cualquier otra obligación calificada como Garantizada, según el Contrato de Fideicomiso; y, (iv) pagar cualquier otro gasto o cargo contemplado en el Contrato de Fideicomiso.

■ 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 GN tomando en cuenta los mercados de destino de las ventas de PLNG, su único comprador de GN. Adicionalmente, se considera la declinación natural de los pozos, sobre la producción de LGN. Por otro lado, se ha

utilizado el *price deck* que emplea nuestro socio *FitchRatings*, el cual considera, en un escenario base, un WTI de US\$35 por barril para el 2016, y US\$45 para el 2017 y US\$55 en el 2018. Para el largo plazo, se considera un precio de US\$65 por barril (a partir del 2019). Asimismo, para el *rating case* o escenario de estrés, se considera WTI de 25 y 35 US\$/Bbl para el 2016 y 2017, respectivamente; y de US\$40 por barril para el largo plazo.

A pesar del bajo *duration* de su deuda financiera (3.4 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.

En un escenario base de precios, la Clasificadora esperaría un DSCR promedio (FCF / SD) de 2.52x, con un DSCR < 1.0 en los años 2018 y 2019, en los que se concentra la amortización del préstamo bancario. Cabe señalar que si se considera la caja de libre disponibilidad estimada para el 2017, el DSCR sube a 1.5x para ambos años. Las coberturas de largo plazo, LLCR y PLCR se estiman en 1.30 y 2.8x respectivamente para el 2016.

Para el escenario *rating case* o estresado, se ha utilizado precios de WTI de 25, 35 y 40 US\$/ bbl para el 2016, 2017 y 2018 en adelante. En este escenario se muestra coberturas más ajustadas dado el bajo *duration* de la deuda con una cobertura promedio de 1.0x, pero inferior a 1.0x en tres años.

La Clasificadora no considera un riesgo material las coberturas menores a 1.0x, debido a que la empresa mantiene un importante nivel de caja (US\$31.4 MM) que le permite cubrir holgadamente el *shortfall* que se estima para el 2016 (-US\$1.2 MM). Adicionalmente, además de la generación de caja, la compañía cuenta con importantes líneas de crédito con bancos, que le permitirían afrontar cualquier necesidad de liquidez de corto plazo, de ser el caso. Para afrontar los vencimientos del 2018 y 2019, la Clasificadora considera que el PLCR estimado del 2017 en 1.6x, permite inferir que la empresa cuenta con una sólida capacidad de refinanciación de su deuda. Ello debido al bajo nivel de endeudamiento en relación a la totalidad de las reservas probadas equivalente a US\$1.2 por BOE. Asimismo, la Clasificadora ha considerado la importancia que tiene el yacimiento Camisea (Lote 56 y 88) para el Grupo. El Lote 88 debido al tamaño de sus reservas (4x el Lote 56) genera un importante flujo de caja.

Asimismo, si consideramos los flujos consolidados se tiene que aún en el escenario de precios rating case el grupo Pluspetrol genera suficiente caja para cubrir la totalidad del

servicio de su deuda financiera garantizada con DSCR >1 en todos los años y un promedio de 2.02x para la vida de la deuda (lote 56: 1.0x) .

Proyecciones 2016-2019				
Lote 56 - Información general	2016	2017	2018	2019
Producción diaria (BOE/d)	97.79	97.74	78.13	77.48
Vida reservas GN (años)	13.95	12.95	15.13	14.13
Vida reservas LGN (años)	12.35	11.37	13.36	12.76
Vida lote (BOE)	13.49	12.50	14.63	13.75
Escenario Base				
Precio WTI (US\$ / Bbl)	35.00	45.00	55.00	65.00
Precio GN (US\$ / MMBtu)	2.09	2.32	2.55	3.02
Ingresos (US\$ 000)	160,750	165,196	161,703	182,022
EBITDA (US\$ 000)	60,492	58,348	57,597	69,549
Deuda Financiera (US\$ 000)	131,525	120,370	125,441	136,039
DF / EBITDA (x)	2.17	2.06	2.18	1.96
FCL / SD (x)	2.52	3.01	0.90	0.89
Opex / BOE	6.65	6.71	7.21	7.31
LLCR (2020)	1.30	1.20	1.05	1.24
PLCR (2033)	2.89	3.10	3.29	5.12
Escenario Conservador				
Precio WTI (US\$ / Bbl)	25.00	35.00	40.00	40.00
Precio GN (US\$ / MMBtu)	1.81	2.09	2.23	2.32
Ingresos (US\$ 000)	97,705	113,445	110,597	111,957
EBITDA (US\$ 000)	18,567	30,665	34,322	33,956
Deuda Financiera (US\$ 000)	148,101	136,946	159,636	197,884
DF / EBITDA (x)	7.98	4.47	4.65	5.83
FCL / SD (x)	0.89	1.70	0.56	0.47
LLCR (2020)	0.67	0.67	0.59	0.66
PLCR (2033)	1.42	1.57	1.65	2.49

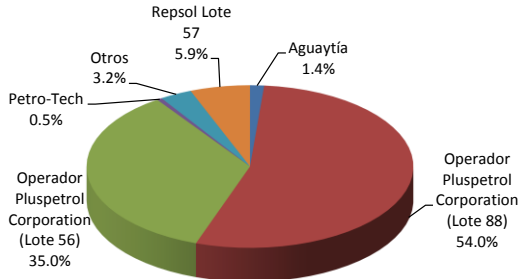
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation, Fitch Ratings, Gas Strategies, A & A

Proyecciones 2016-2019				
Camisea (Lote 56 y 88)	2016	2017	2018	2019
Producción diaria (BOE/d)	311.38	315.46	294.72	293.11
Vida reservas GN (años)	20.98	19.92	20.13	19.07
Vida reservas LGN (años)	18.10	16.22	16.69	16.04
Vida lote (BOE)	20.80	20.04	21.00	20.67
Escenario Base				
Precio WTI (US\$ / Bbl)	35.00	45.00	55.00	65.00
Precio GN (US\$ / MMBtu)	2.09	2.32	2.55	3.02
Ingresos (US\$ 000)	517,812	571,539	650,380	670,063
EBITDA (US\$ 000)	189,475	214,720	262,738	271,709
Deuda Financiera (US\$ 000)	278,255	203,119	126,948	103,327
DF / EBITDA (x)	1.47	0.95	0.48	0.38
FCL / SD (x)	3.95	2.25	1.62	2.31
Opex / BOE	5.59	5.54	5.61	5.66
LLCR (2021)	2.89	2.94	3.34	5.24
PLCR (2040)	5.93	6.52	8.22	15.07
Escenario Conservador				
Precio WTI (US\$ / Bbl)	25.00	35.00	40.00	40.00
Precio GN (US\$ / MMBtu)	1.81	2.09	2.23	2.32
Ingresos (US\$ 000)	400,649	462,227	479,411	482,182
EBITDA (US\$ 000)	110,525	147,729	161,007	158,895
Deuda Financiera (US\$ 000)	294,831	219,695	161,142	165,172
DF / EBITDA (x)	2.67	1.49	1.00	1.04
FCL / SD (x)	2.35	1.56	1.00	1.38
LLCR (2021)	1.77	1.80	1.99	3.10
PLCR (2040)	3.60	3.96	4.94	9.04

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

Cuadro N° 1

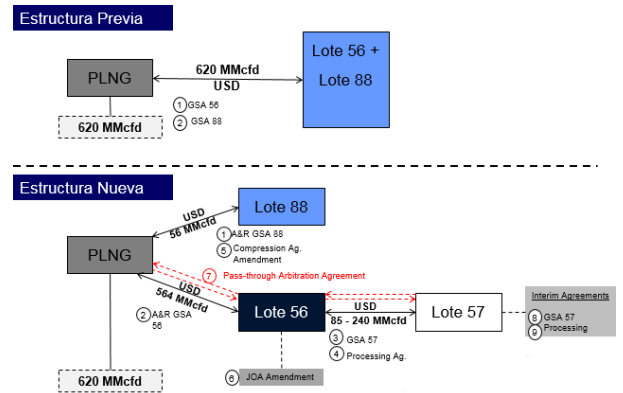
Producción Fiscalizada de Gas Natural 2015



Fuente: MINEM

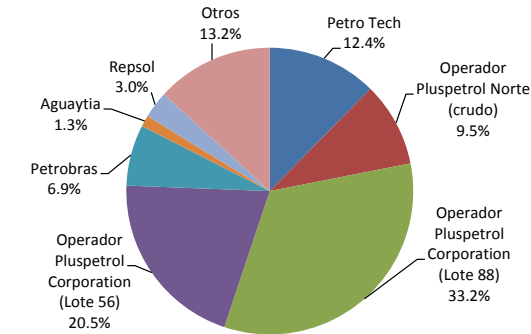
Cuadro N° 3

Estructura de Sustitución del Bloque 88



Cuadro N°2

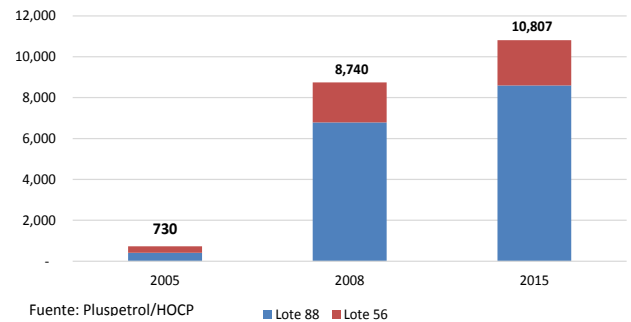
Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos 2015



Fuente: MINEM

Cuadro N° 4

Reservas Probadas GN (BPC)



Fuente: Pluspetrol/HOCP

Reservas Probadas LGN (MMBL)



Fuente: Pluspetrol/HOCP



Resumen Financiero - Pluspetrol Lote 56

Cifras en miles de US\$

	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12	dic-11
Rentabilidad (%)					
EBITDA	50,799	165,103	268,091	275,329	268,400
Mg. EBITDA	28.13%	47.10%	56.69%	57.10%	56.79%
(FFO + Gastos Financieros pagados) / Capitalización ajustada	16.4%	29.6%	60.6%	57.3%	87.5%
FCF / Ingresos	20.7%	-8.7%	-21.1%	14.0%	3.8%
ROE	9.2%	74.2%	90.2%	91.3%	148.5%
Cobertura (x)					
(FFO + Gastos Financieros Pagados) / GF Pagados	11.54	21.53	44.29	40.66	46.43
EBITDA / Gastos financieros	14.04	45.02	63.44	57.25	58.20
EBITDA / Servicio de deuda	2.66	2.18	2.23	9.57	15.65
(EBITDA + Caja) / Servicio de deuda	4.31	2.74	2.96	10.90	18.11
Cobertura de cargos fijos del FFO	3.39	9.30	46.63	40.17	46.94
(FCF + GF pagados + Nuevas deudas neto + Deuda vinculada) / !	1.05	-0.55	-0.22	2.11	1.31
(FCF + GF Pagados + Nuevas Deudas neto + Deuda Vinculada + !	2.70	0.01	0.51	3.43	3.77
CFO / Inversión en Activo Fijo	8.05	20.72	6.09	2.55	4.01
Estructura de capital y endeudamiento (x)					
Capitalización	57.5%	63.0%	59.4%	33.5%	51.3%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	3.50	2.01	0.94	0.57	0.57
Deuda financiera total / EBITDA	2.88	1.02	0.68	0.42	0.47
Deuda financiera neta / EBITDA	2.27	0.76	0.36	0.28	0.31
Costo de financiamiento estimado	-7.2%	-4.9%	-2.8%	-4.1%	-3.7%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	10.6%	42.9%	63.3%	20.9%	10.0%
Balance					
Activos totales	309,456	332,108	408,557	438,932	361,951
Caja e inversiones corrientes	31,444	42,287	87,775	38,050	42,277
Deuda financiera Corto Plazo	15,465	72,083	116,013	23,947	12,539
Deuda financiera Largo Plazo	131,059	95,841	67,296	90,533	112,991
Deuda financiera total	146,524	167,924	183,309	114,480	125,530
Patrimonio Total	108,461	98,651	125,547	227,011	119,284
Capitalización ajustada	254,985	266,575	308,856	341,491	244,814
Flujo de caja					
Flujo generado por las operaciones (FFO)	38,243	79,924	191,382	196,010	216,087
Variación de capital de trabajo	4,422	3,654	1,026	-2,748	-5,653
Flujo de caja operativo (CFO)	42,665	83,578	192,408	193,262	210,434
Inversiones en Activos Fijos	-5,298	-4,033	-31,587	-75,882	-52,416
Dividendos comunes	0	-110,127	-260,450	-50,012	-140,185
Flujo de caja libre (FCF)	37,367	-30,582	-99,629	67,368	17,833
Ventas de Activo Fijo	0	0	0	0	0
Préstamos de/a empresas vinculadas	-148,210	0	80,376	-60,085	-20,000
Variación neta de deuda	100,000	-14,906	68,978	-11,510	0
Variación neta de capital	0	0	0	0	0
Otros financiamientos, netos	-120,905	0	0	0	0
Variación de caja	-131,748	-45,488	49,725	-4,227	-2,167
Resultados					
Ingresos	180,584	350,535	472,922	482,174	472,641
Variación de Ventas	-48.5%	-25.9%	-1.9%	2.0%	92.2%
Utilidad operativa (EBIT)	23,093	135,071	240,717	236,665	245,537
Gastos financieros pagados	-3,617	-3,667	-4,226	-4,809	-4,612
Resultado neto	9,569	83,215	158,966	158,094	161,459
		-88.5%			
Producción Fiscalizada - Lote 56 (al 100%)					
GN (en MMPC)	154,437	190,570	229,823	214,298	215,211
LGN (en miles de barriles)	11,610	13,696	13,931	13,381	12,773
Vencimientos de Deuda de Largo Plazo (Diciembre 2015)					
(Miles de US\$)	2016	2017	2018	2019+	
	15,456	11,155	45,260	74,644	

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización. FFO: Resultado neto + Depreciación y Amortización + Resultado en venta de activos + Castigos y Provisiones + Otros ajustes al resultado neto + variación en otros activos + variación de 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.



ANTECEDENTES

Emisor:	Pluspetrol Lote 56 S.A.
Domicilio legal:	Av. República de Panamá 3055. Piso 8. San Isidro.
RUC:	20510888911
Teléfono:	(511) 411-7100
Fax:	(511) 411-7117

RELACIÓN DE DIRECTORES

Esteban José Díez 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 CONASEV N° 074-98-EF/94.10, acordó la siguiente clasificación de riesgo para los instrumentos de la empresa **Pluspetrol Lote 56 S. A.**:

<u>Instrumentos</u>	<u>Clasificación</u>
Segunda Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos Pluspetrol Lote 56	AAA (pe)
Perspectiva	Estable

Definición

CATEGORÍA AAA (pe): Corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de las obligaciones, reflejando el más bajo riesgo crediticio. Esta capacidad no se vería afectada significativamente ante eventos imprevistos.

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.

(*) Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (Apoyo & Asociados), constituyen una opinión profesional independiente y en ningún momento implican una recomendación para comprar, vender o mantener un valor, ni 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 Apoyo & Asociados considera confiables. Apoyo & Asociados 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 Apoyo & Asociados 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.

Limitaciones- En su análisis crediticio, Apoyo & Asociados se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, Apoyo & Asociados 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 Apoyo & Asociados, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de Apoyo & Asociados. 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.