

Patrimonio en Fideicomiso – D. Leg. 861, Título XI, Mayo del 2013 – Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú – Lote 88

Informe Semestral

Ratings

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

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

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Resumen Financiero Hunt Oil - Lote 88			
(Cifras en miles de US\$)	LTM Set-17	Dic-16	Dic-15
Ingresos	324.4	307.1	327.0
Ebitda	157.3	144.8	144.4
Capex	(12.5)	(5.8)	(3.4)
Taxes	(41.3)	(35.4)	(35.1)
FCF	103.5	103.6	105.9
SD	17.0	16.2	14.4
DF	355.0	355.0	355.0
DF/ Ebitda	2.3	2.5	2.5
FCF/SD	6.1	6.4	7.3
Lote 88			
LGN (MBBLs)	18,040	18,372	18,842
Precio Promedio Ponderado (US\$/MBBL)	45.42	38.71	41.48
GN (MMBtu)	251,612	258,388	238,132
Precio Promedio Ponderado (US\$/MMBtu)	1.86	1.86	2.09

Fuente: HOCP

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 (A&A) ratifica la clasificación de AAA(pe) a los Bonos Titulizados (BT) emitidos bajo el Tercer Programa de Bonos de Titulización – HOCP – Lote 88. La Perspectiva es Estable.

Los BT están respaldados con las ventas futuras de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN) del Lote 88 que le corresponden a Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú (HOCP) según su participación (25.2%). Para ello, HOCP constituyó un Patrimonio Fideicometido (PF) al cual cedió el 100% de los activos que le corresponden en el Lote 88. Con cargo a dicho PF, se emitió, en julio y noviembre del 2013, así como en febrero del 2014; BT por US\$355 millones en cuatro tramos a un plazo de hasta diez años con amortizaciones de capital a partir del 2018. Los fondos se utilizaron para prepagar el préstamo de mediano plazo con el BCP y optimizar la estructura de capital del Originador.

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 (-79%) por conceptos de exploración.

Adecuado nivel de reservas. El Lote 88 cuenta con reservas probadas por 7.4 TFC de GN y 351.9 MMBbl de LGN (*DeGolyer & McNaughton, Diciembre 2016*), lo cual le garantiza una producción, a los niveles actuales, de 19 años, superior al plazo remanente de los bonos (7 años). Cabe resaltar que, el alto componente de líquidos de las reservas de GN del Lote 88, incrementa el valor del yacimiento. El GN 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.

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\$157.3 MM (2016: US\$144.8 MM), lo que, a su vez, se reflejó en un menor nivel de endeudamiento (deuda financiera / EBITDA), el cual se redujo de 2.5x a 2.3x en similar periodo de tiempo. Sin embargo, lo anterior fue contrarrestado por el mayor gasto en inversiones y el mayor gasto por impuesto a la renta. De esta manera, el flujo de caja fue de US\$103.5 millones, similar al del 2016, lo que permitió cubrir con holgura el servicio de la deuda en 6.1x (2016: 6.4x). Cabe señalar que la empresa destina gran parte del flujo generado al pago de remesas a la Principal (LTM Set.17: US\$160.5 MM).

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 2.98x para la vida de los bonos (2017-2023), con mínimos de 1.10x y 0.70x en el 2018 y 2023, respectivamente, debido al vencimiento de los bonos *bullet* (US\$77 y 174 MM en dichos años). Si se considera la caja de libre disponibilidad proyectada para el 2022, el DSCR del 2023 se incrementa a 1.23x. 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 1.75 y 3.60x, 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 2.31x durante la vida remanente del bono, con DSCR < 1.0x en los años de amortización de capital de los bonos, 2018: 0.83x y 2023:

0.56x, las coberturas se incrementan a 1.55x y 0.95x si se incluye la caja de libre disponibilidad estimada para el año anterior al vencimiento del bono *bullet*.

La Clasificadora no considera material la baja cobertura proyectada para el 2023 debido a que el shortfall que se genera (US\$9 millones), puede ser cubierto por aportes de HOCP, en caso de ser necesario. Asimismo, se debe considerar que el PLCR para el 2022 se estima en 4.71x, por lo que habría una sólida capacidad de refinanciamiento. Lo anterior, debido a que el PF muestra un bajo nivel de endeudamiento en relación a la totalidad de las reservas probadas del Lote 88, US\$0.61 por barril equivalente de reservas (BOE), nivel razonable para el rating otorgado.

Expertise del Grupo Hunt y alto compromiso del Sponsor. El Grupo Hunt (HOC), se encuentra presente en el Perú hace varios años, específicamente, en negocios del sector de hidrocarburos. Además, éste tiene presencia en Estados Unidos, Yemen, Kurdistán y Rumanía, entre otros.

El 20 de abril del 2017, Moody's decidió bajar el rating de HOC de Ba3 a B1, con perspectiva estable, por su parte S&P modificó el rating de BB+ a BB-, con *outlook* negativo. Las decisiones se sustentan en el persistente contexto de precios bajos de los hidrocarburos, los cuales han deteriorado la capacidad de generación de HOC y sus métricas de crédito. Asimismo, refleja la suspensión de operaciones en Yemen LNG, uno de sus principales proyectos de gas natural licuado, así como la incertidumbre sobre la reanudación de operaciones de éste y las contribuciones en efectivo necesarias para preservar esta inversión.

Sin embargo, la Clasificadora considera que lo anterior no afecta el rating de los bonos, ya que el Lote 88 no requiere de fuertes inversiones, y los *capex* a realizar serán autofinanciadas con la generación de caja. Así, Camisea (Lote 56 y 88) constituye un activo importante para el Grupo, que en el año móvil a setiembre 2017, repartieron dividendos (remesas) a la matriz por US\$160.5 millones (2016: US\$95.0 millones, 2015: US\$110.9 millones, 2014: US\$253.6 millones), superior a los dos años anteriores debido a la recuperación de los precios.

¿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.

■ 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.

Terminación del Patrimonio en Fideicomiso Lote 56

Durante el mes de junio 2017, la empresa acordó la terminación del Fideicomiso de Titulización del Lote 56 y la transferencia de los derechos de cobro de la venta de hidrocarburos que le pertenecen según su participación (25.20%), al Fideicomiso de La Fiduciaria S.A. llamado "La Fiduciaria Fid. HOCP BCP".

■ Perfil del Originador: HOCP

Hunt Oil Company of Peru L.L.C., es una sucursal de Hunt Oil Company of Peru LLC. (HOCP), con existencia legal en Delaware, Estados Unidos (Ver Cuadro N°1), participa del 25.2% de los Contratos de Licencia para la explotación de hidrocarburos de los Lotes 88 y 56 (yacimientos Camisea), suscritos en diciembre del 2000 y setiembre del 2004, respectivamente; entre Perupetro y el Consorcio de Productores, por un plazo de 40 años.

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 (DeGolyer & McNaughton, Diciembre 2016). 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° 2).

HOCP es una empresa perteneciente al Grupo Hunt, controlado por el estadounidense Ray L. Hunt y familia. El Grupo Hunt participa en diversos sectores económicos tales como energía, bienes raíces, infraestructura, fondos de

inversión y ganadería. Hunt Oil Company (HOC) es la empresa que engloba los intereses del grupo, relacionados a energía, con presencia en EE.UU., Yemen y Perú. Adicionalmente, mantiene licencias de exploración y explotación en Rumania y Kurdistán (Iraq), con fines de producción de gas y crudo, respectivamente.

El 20 de abril del 2017, Moody's decidió bajar el rating de HOC de Ba3 a B1, con perspectiva estable; por su parte S&P modificó el rating de BB+ a BB-, con *outlook* negativo. Las decisiones se sustentan en el persistente contexto de precios bajos de los hidrocarburos, los cuales han deteriorado la capacidad de generación de HOC y sus métricas de crédito. Asimismo, refleja la suspensión de operaciones en Yemen LNG, uno de sus principales proyectos de gas natural licuado.

No obstante, a pesar de la caída en los precios internacionales, las inversiones en Camisea se mantienen sólidas, y las operaciones en Perú representan una fuente importante de generación de ingresos para HOC.

Al cierre del año móvil a setiembre 2017, sus inversiones en la cadena de comercialización del gas natural (25.2% en el Lote 88 y 56, y 50% en PLNG), le han reportado ingresos por US\$819.2 millones y un EBITDA de US\$351.9 millones. Las Operaciones de Camisea muestran un bajo nivel de endeudamiento en relación a la totalidad de las reservas probadas equivalente a US\$0.61 por BOE (US\$0.76 en el 2016, antes del prepago de bonos del lote 56). Asimismo, en el año móvil a setiembre 2017, repartieron remesas a la matriz por US\$160.5 millones (2016: US\$95.0 millones, 2015: US\$110.9 millones, 2014: US\$253.6 millones), superior a los dos años anteriores debido a la recuperación de los precios.

Participación del Grupo Hunt en Camisea - LTM Set 2017

	Ingresos US\$ MM	EBITDA US\$ MM	Deuda US\$ MM	DF/EBITDA	Share
Lote 88	324.4	157.3	355.0	2.3	25.2%
Lote 56	165.5	86.7	0.0	n.a.	25.2%
PLNG	329.2	107.9	670.4	6.2	50.0%

Fuente: HOCP, PLNG

■ Descripción de la estructura

La estructura consiste en la titulización de los derechos de crédito que se generen de las ventas de GN y LGN extraídos del Lote 88 que le pertenecen a HOCP en función a su participación equivalente a 25.2%.

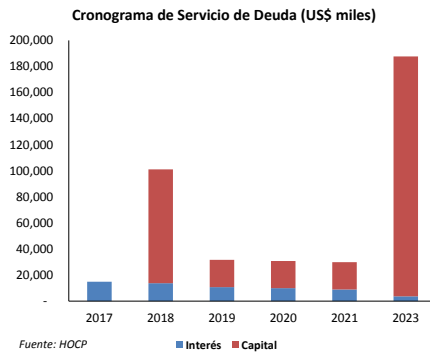
El 30 de abril del 2013, HOCP constituyó el PF al cual transfirió las ventas futuras de GN y LGN, los flujos a recibir ante una posible venta de su participación mínima (25.2%); los derechos sobre las pólizas de seguros, sus derechos del Acuerdo de Operación Conjunta o *Joint Operating Agreement* (JOA), y sus derechos del Contrato de Licencia.

Con cargo a dicho PF, se emitieron cuatro emisiones de BT por US\$355.0 millones, bajo el marco del Tercer Programa de Bonos Titulizados – HOCP. Al cierre del año móvil a setiembre 2017, no se han realizado amortizaciones de capital.

Deuda Financiera del PF					
Deuda	Monto	Moneda	Tasa	Plazo	Amortización
BT- 7emisión	US\$173.6 millones	US\$	Variable	10 años	Bullet
BT- 8 emisión	US\$50.0 millones	US\$	Fija	5 años	Bullet
BT - 10 emisión	US\$104.5 millones	US\$	Variable	10 años	10 cuotas semestrales iguales desde décimo primera fecha de vencimiento
BT - 12 emisión	US\$27.0 millones	US\$	Fija	5 años	Bullet

Fuente: HOCP

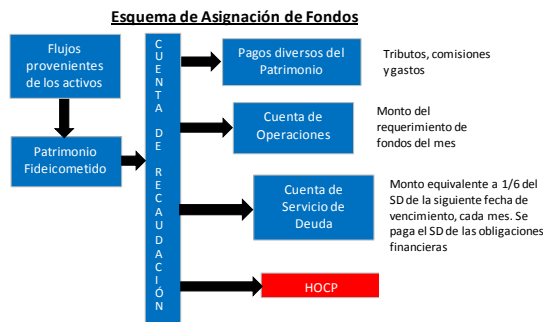
El servicio de deuda es semestral (junio y diciembre) sin embargo, éste está concentrado en los años 2018 y 2023 por el vencimiento de los bonos tipo *bullet*. Cabe señalar que no existe preferencia entre las emisiones, por lo que el pago será a prorrata (*pari passu*). Por otro lado, las emisiones no cuentan con opción de rescate, salvo los casos señalados en los numerales 1, 2, 3 y 4 del artículo 30 de la Ley General de Sociedades y siempre que cumplan con lo previsto en el artículo 89 de esta ley.



Fuente: HOCP

Esquema de asignación de fondos

El Fiduciario, Credicorp Capital Sociedad Titulizadora, mensualmente asigna los flujos depositados en la Cuenta de Recaudación (100% de los flujos futuros) a cada una de las cuentas del PF según el siguiente orden de prelación:



Fuente: HOCP

Es importante mencionar que la Cuenta de Operaciones es equivalente a un mes (al inicio de cada mes se fondea con recursos provenientes de las cobranzas recibidas en la cuenta recaudadora), y se va reduciendo conforme se realizan los pagos correspondientes al *cash call*. No se ha incluido una cuenta de reserva de las operaciones debido a que se trata de un activo maduro, cuyos requerimientos de fondos no son de la misma magnitud de las inversiones que se realizaron al inicio de las operaciones del Lote. Por lo anterior, no existe riesgo de que no se generen los flujos suficientes para cubrir los requerimientos de las operaciones.

Asimismo, es importante mencionar que la prelación de la Cuenta de Operaciones a la Cuenta del Servicio de Deuda, se hace con el fin de garantizar que HOCP no pierda sus derechos sobre el Lote 88, ya que, de acuerdo con lo establecido en el JOA, si cualquiera de los miembros del Consorcio no cumple con su participación de los requerimientos de fondos (*cash call*), pierde sus derechos establecidos en el JOA, además de su participación en el Consorcio.

■ Fiduciario

El Fiduciario del Fideicomiso de Titulización es Credicorp Capital Sociedad Titulizadora S.A. (antes Creditítulos Sociedad Titulizadora S.A.), la cual inició operaciones en 1998. Esta empresa es subsidiaria indirecta de Credicorp Capital del Perú S.A.A. (subsidiaria de Credicorp LTD), la cual posee el 99.9% de su capital.

Credicorp LTD es un holding de empresas posicionada como el más grande proveedor de servicios financieros integrados en el Perú. Su principal inversión es Banco de Crédito del Perú (AAA en escala local), principal banco del país con el 32.5% del mercado de colocaciones, a setiembre 2017. La pertenencia al Grupo Credicorp le permite a la titulizadora obtener soporte en términos administrativos y de *know how*, entre otros.

Al cierre de setiembre 2017, la Titulizadora administra ocho patrimonios fideicometidos. Asimismo, registra activos por S/ 7.4 millones, pasivos por S/ 1.1 millones y un patrimonio neto de S/ 6.3 millones. Por su parte, la utilidad neta fue S/ 1.2 millones, siendo menor a la registrada en el ejercicio 2016 (S/ 1.4 millones).

■ 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

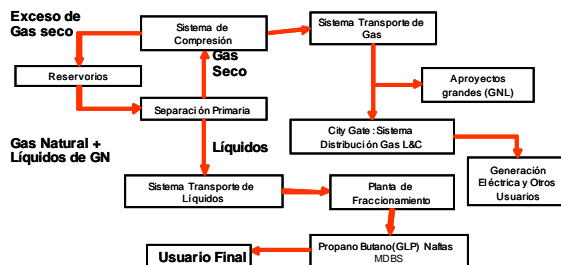
Grupo Económico	Origen	Productores (Lote 88 y 56)		Transportadora de Gas del Perú - TGP	Cálidda
		Explotación	Transporte		
CPP Investment Board / (1)	Canadá	-	49.9%	-	-
Enagás	España	-	29.0%	-	-
Sonatrach Petroleum / (2)	Argelia	10.0%	21.2%	-	-
Hunt	EE.UU.	25.2%	-	-	-
Tecpetrol	Italia - Argentina	10.0%	-	-	-
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 Sipco 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 este 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) y HOCP participa del 25.2% 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 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 (120,000 bbl/d), 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 88, Pluspetrol Perú Corporation S.A (PPC), realiza sus funciones de acuerdo con lo establecido en el Acuerdo de Operación Conjunta (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.

En particular, para el proyecto de Camisea el porcentaje de regalía base es de 37.24%, el cual se aplica sobre el valor de la producción fiscalizada del GN y LGN. De acuerdo al Contrato de Licencia del Lote 88, el valor del GN fiscalizado es el resultado de multiplicar el volumen de GN, medido en MMBTU, por el precio. Para el caso de LGN, el valor fiscalizado es el resultado de multiplicar el volumen de LGN por un valor referencial equivalente al precio de canasta de líquidos de Gas Natural menos US\$ 6.40 por barril.

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\$4.65 por barril a junio 2017).

Desempeño Lote 88

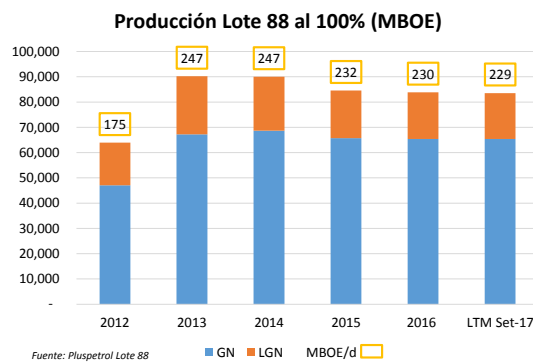
Al cierre del año móvil a setiembre 2017, las ventas del Lote 88 se incrementaron en 5.7%, a US\$1,287.4 millones. El 35.9% de los ingresos provino de las ventas de GN y el 64.1% restante de las ventas de LGN. Cabe mencionar que el aumento en el monto de ventas significó un punto de inflexión, después 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 de los líquidos 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, principalmente, del *performance* de producción de los reservorios de LGN.

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° 2). 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, no existiendo ninguna garantía, luego de la modificación, en Agosto del 2014, del Gas Supply Agreement (GSA) que tenía el Consorcio Camisea con Perú LNG, proyecto de exportación de gas natural licuefactado (GNL).

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 (2.09¹ vs 0.79 US\$/MMPC), 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% durante el 2016, respectivamente). El decrecimiento se ve explicado principalmente por los efectos del fenómeno El Niño

¹ Excluye precio pagado por PLNG

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.

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 (Cálida y Contugas) y 8.0% a empresas industriales.

Venta de GN - Lote 88 al 100%

	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
Cálida+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

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.

Contratos más importantes de GN Lote 88 - Set-2017

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.

Ventas de GN del Lote 88 al 100% - LTM Set 2017

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	18,345	18,829	21,325	22,976
Nafta (MBIs)	7,585	7,456	7,410	8,345	9,148
Diesel / MDBS (MBIs)	1,380	1,659	1,907	2,280	2,278
Propano y Butano (MBbls)	9,219	9,230	9,512	10,700	11,550

*Últimos 12 meses a Junio 2017

Fuente: 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 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

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.

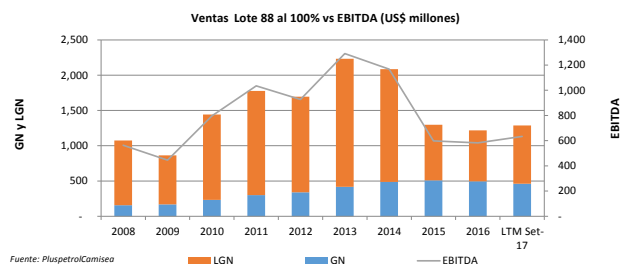
Clientes	% Ingresos	Producto	Grupo	IDR
Vitol	15.0%	Nafta	Vitol Group	
Zeta Gas	9.2%	GLP	Grupo Zeta	
Petro Diamond	8.6%	Nafta	Mitsubishi Corp.	A
Shell Trading US	8.3%	Nafta	Shell	AA-
R. La Pampilla	6.8%	MDBS	Repsol	BBB
Trafigura	5.5%	Nafta	Trafigura Mining	
Petroperú	5.3%	GLP/MDBS	Estado Peruano	BBB+
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 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 12 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 ligera menor producción de LGN (-2.7% comparado con el 2016).

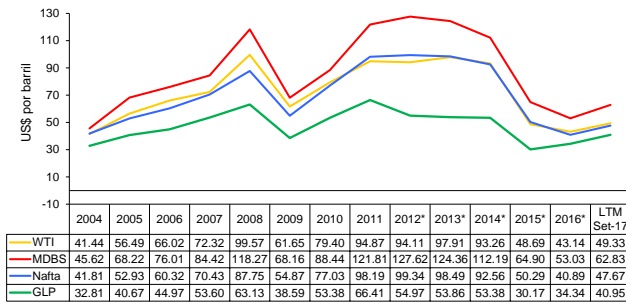


Fuente: PluspetrolCamisea

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.

Evolución de Precios de Combustibles Líquidos (promedios)



Fuente: Platts Oil Grammar / 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

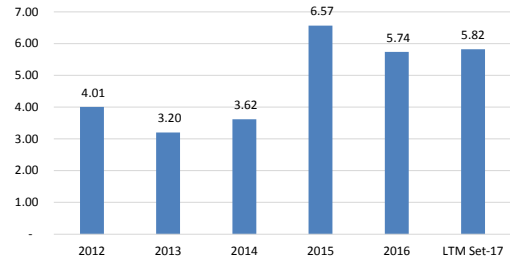
Según el reciente análisis de EIA, se señala que para mantener la expansión del nivel de producción de EE.UU, es necesario que los precios se mantengan igual o por encima de US\$50/bbl. De esta manera, e incluyendo dentro de los supuestos a los ajustes y recortes de OPEP, el EIA proyecta que el precio 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 12 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.

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 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 los menores niveles de producción. Sin embargo, hay que considerar que hubo una disminución en el OPEX del 2016 como consecuencia de los menores costos directos

operativos (eficiencia productiva); y menores gastos de mantenimiento y reparación.

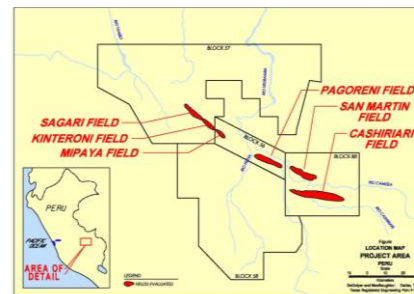
OPEX por barril - Lote 88 al 100% (US\$/BOE)



Fuente: HOCP/PLUSPETROL

Reservas

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).



Fuente: Perú LNG

De acuerdo con el último reporte de auditoría realizado por *DeGolyer & McNaughton*, las reservas probadas del Lote 88 ascenderían a 7.4 trillones de pies cúbicos (TPC) de GN y a 351.9 MMbbl de LGN, a diciembre del 2016.

Reservas Probadas de GN y LGN

	GN (BPC)	LGN (MMBbl)
Lote 88 1/	7,399.7	351.9
Lote 56 2/	1,646.5	127.8
Lote 57	1,650.5	90.1

DeGolyer & McNaughton, Diciembre 2016 (Lote 88 y 56) y MINEM, Diciembre 2016 (Lote 57)

1/ Según el auditor del Operador las reservas probadas de gas ascienden a 8.28TPC

2/ Según el auditor del Operador las reservas probadas de gas ascienden a 2.02TPC

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.

Así, dentro del último plan de inversiones 2017-2021 (a junio 2017), no se observaron grandes incrementos (+0.3%), por conceptos de compresión. Cabe señalar que el plan se concentra en equipos de compresión para mantener la producción y mejorar las facilidades (flowlines), que le permitan hacer eficiencias principalmente en Cashiriari; así como inversiones en seguridad y operatividad de la Planta Malvinas. De esta manera, el plan de *capex* de Camisea para dicho periodo asciende a US\$158.2 millones (US\$75.1 y US\$12.6 millones para el Lote 88 y 56, respectivamente; y US\$70.5 millones en inversiones comunes en Malvinas y Pisco). De lo anterior, le corresponde a HOCP aportar el 25.2%. 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 posible que en el futuro, con la recuperación de precios, se vuelva a destinar parte del *capex* a exploraciones.

Perfil Financiero

Los ingresos cedidos al PF durante el año móvil a setiembre 2017, ascendieron a US\$379.6 millones, 5.1% superiores a los del 2016, 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).

Así, éstos cubrieron con holgura los fondos solicitados por el Operador (*cash call*), el servicio de deuda y los gastos operativos del PF por US\$193.7, 17.0 y 0.4 millones, respectivamente.

Asimismo, el nivel de apalancamiento se redujo ligeramente, en línea con el mayor nivel de ingresos, de 2.5x a 2.3x al cierre del año móvil a setiembre 2017, mientras que el saldo de los bonos titulizados a setiembre 2017 ascendió a US\$355 millones, con un plazo remanente de siete años, plazo muy inferior al plazo de vida del Lote (19 años), considerando el nivel actual de producción. Cabe señalar que durante el 2018

vencen la octava y doceava emisión, ambas *bullet*, por un total de US\$77 MM, e inicia la amortización de la décima emisión, por lo que el servicio de deuda se incrementara de US\$17 a 101 MM.

Por su parte, la cobertura del servicio de deuda (FCF / SD) según cálculos de la Clasificadora se redujo de 6.4x a 6.1x, del 2016 al cierre de setiembre 2017, respectivamente. Esto se debió al mayor gasto en inversiones (US\$6.7 millones adicionales) y al mayor gasto por impuesto a la renta (US\$5.9 millones adicionales). Cabe señalar que el Originador suele repartir el 100% del excedente del flujo de caja a su casa Matriz (LTM Set-17: US\$86 MM y 2016:US\$87 MM).

■ Proyecciones financieras

Con el fin de evaluar la solidez de la estructura y el pago oportuno de los BT, la Clasificadora ha realizado su análisis basándose en un escenario conservador considerando diversos supuestos.

En ese sentido, se 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.

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). Asimismo, 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.

La Clasificadora estima que el PF 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 y una alta flexibilidad financiera.

Para el escenario base, la Clasificadora estima un DSCR promedio de 2.98x para la vida de los bonos, con mínimos de 1.10x y 0.70x en el 2018 y 2023, respectivamente, debido al vencimiento de los bonos *bullet* (US\$77 y 174 MM en dichos años). Cabe señalar que si se considera la caja de libre disponibilidad proyectada para el 2022, el DSCR del 2023 se incrementa a 1.23x. 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 1.75 y 3.60x, respectivamente, para el 2017.

Para el escenario rating case o estresado, se espera un DSCR promedio de 2.31x durante la vida remanente del bono, con DSCR < 1.0x en los años de amortización de capital de los bonos, 2018: 0.83x y 2023: 0.56x, coberturas que se incrementan a 1.55x y 0.95x si se incluye la caja de libre disponibilidad estimada el año anterior al vencimiento del bono *bullet*.

La Clasificadora no considera material la baja cobertura proyectada para el 2023 debido a que el *shortfall* de US\$9 millones (US\$36 millones con el anterior *price deck actualizado a mayo 2017*) puede ser cubierto por aportes de HOCP, en caso de ser necesario. Asimismo, se debe considerar que el PLCR para el 2022 se estima en 4.71x, por lo que habría una sólida capacidad de refinanciamiento. Lo anterior, debido a que el PF muestra un bajo nivel de endeudamiento en relación a la totalidad de las reservas probadas del Lote 88, equivalente a US\$0.61 por barril equivalente de reservas (BOE), nivel razonable para el rating otorgado.

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)	422,632	421,086	431,567	447,255
EBITDA (US\$ 000)	159,381	155,354	159,199	166,382
Deuda Financiera (US\$ 000)	355,000	267,584	246,691	225,798
DF / EBITDA (x)	2.23	1.72	1.55	1.36
FCL / SD (x)	7.79	1.10	3.58	3.89
Opex / BOE	5.61	5.77	5.91	6.03
LLCR (2023)	1.75	1.57	1.83	1.69
PLCR (2040)	3.60	3.56	4.69	5.03
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)	364,621	364,608	365,659	389,566
EBITDA (US\$ 000)	119,511	116,394	114,266	126,528
Deuda Financiera (US\$ 000)	355,000	267,584	246,691	225,798
DF / EBITDA (x)	2.97	2.30	2.16	1.78
FCL / SD (x)	5.90	0.83	2.59	2.98
Opex / BOE	5.77	5.93	6.08	6.20
LLCR (2023)	1.35	1.21	1.43	1.34
PLCR (2040)	2.85	2.83	3.74	4.05

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

Resguardos

La emisión cuenta con resguardos cuyo incumplimiento implicaría activar la retención del 100% de los flujos cedidos. A la fecha, el PF viene cumpliendo de manera holgada los resguardos establecidos, tal como se muestra a continuación:

Resguardos Financieros		Set-17	Dic-16	Dic-15	Dic-14	Dic-13	
Ratio de cobertura de Fideicomiso	Flujo de Caja SD* / SD	> 1.50x	7.0x	6.9x	7.8x	21.2x	46.6x
Ratio de valor presente de reservas	Valor presente del Flujo de cobertura reservas** / Deuda Financiera	> 1.75x	4.6x	3.9x	6.4x	9.9x	NA

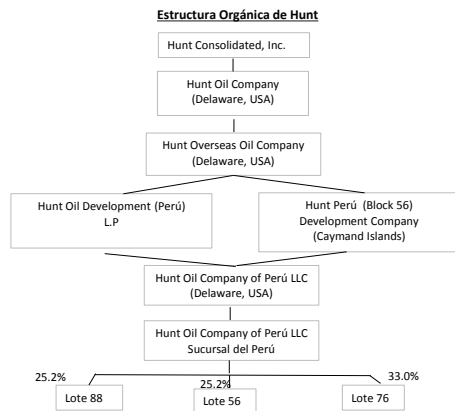
Fuente: HOCP

* Flujo de Caja SD: EBITDA + aportes - Capex neto de financiamiento - IR

** EBITDA - Capex neto de financiamiento - IR

El Ratio de Cobertura de Fideicomiso es medido de forma semestral mientras que el Ratio de Valor Presente de Reservas es medido de forma anual, en línea con la publicación anual del reporte de reservas.

Cuadro N° 1

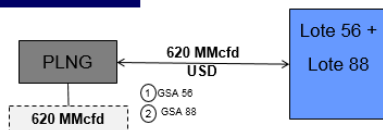


Fuente: HOCP

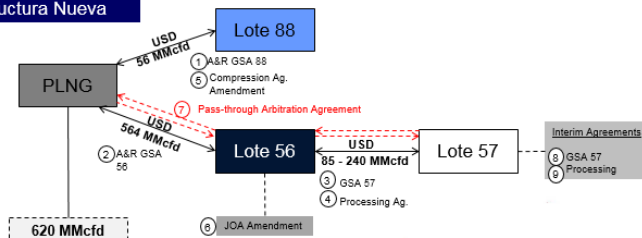
Cuadro N° 3

Estructura de Sustitución del Bloque 88

Estructura Previa



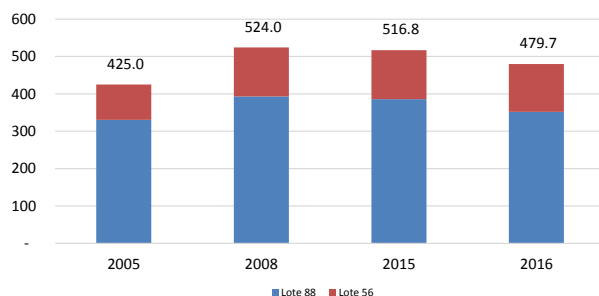
Estructura Nueva



Fuente: HOCP

Cuadro N° 4

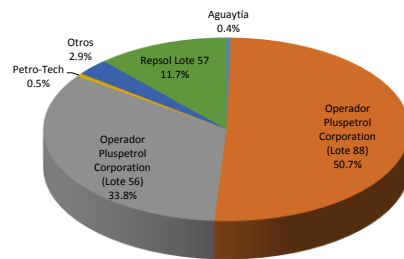
Reservas Probadas LGN (MMBL)



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

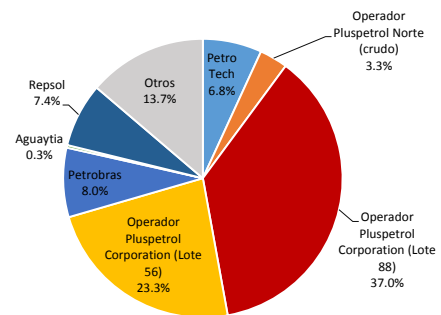
Cuadro N°2

Producción Fiscalizada de Gas Natural Set-17



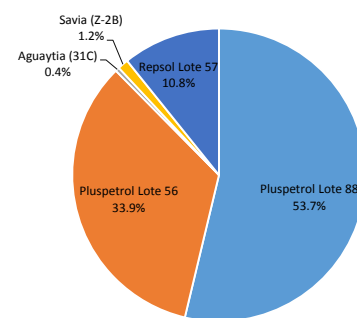
Fuente: MINEM

Producción Fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos LTM Set-2017



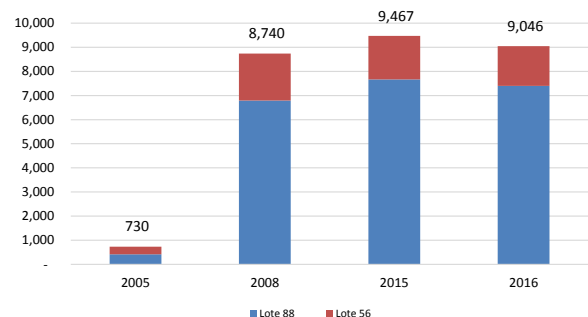
Fuente: MINEM

Producción Fiscalizada de LGN LTM Set-2017



Fuente: MINEM

Reservas Probadas GN (BPC)



Fuente: DeGolyer & McNaughton, Diciembre 2016

**Patrimonio en Fideicomiso - Decreto Legislativo N°861,
Título XI, Mayo de 2013 - Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú**

(Cifras en miles de US\$)

Estado de activos y pasivos	sep-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13
Activo					
Bancos	50,333	38,594	32,673	37,991	66,531
Activos titulizados	10,505	8,543	7,254	19,157	15,507
Porción corriente de cuentas por cobrar al Originador	3,993	177	162	137	24,403
Gastos pagados por anticipado	73	48	48	48	195
Total activo corriente	64,904	47,362	40,137	57,333	106,636
Cuentas por cobrar al Originador	332,943	351,152	353,764	353,881	327,884
Total activo	397,847	398,514	393,901	411,214	434,520
Pasivo					
Interés por pagar	3,994	173	162	137	147
Cuentas por pagar al Originador	38,853	43,341	38,739	56,077	83,418
Total pasivo corriente	42,847	43,514	38,901	56,214	83,565
Préstamo por pagar	-	-	-	-	22,924
Bonos de titulización	355,000	355,000	355,000	355,000	328,031
Total pasivo	397,847	398,514	393,901	411,214	434,520

**Patrimonio en Fideicomiso - Decreto Legislativo N°861,
Título XI, Mayo de 2013 - Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú**

(Cifras en miles de US\$)

Estado de movimiento de flujos cedidos en fideicomiso	LTM Set-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13
Saldo inicial	7,300	7,254	19,157	15,507	-
Saldo Inicial de Bancos	32,673	32,673	37,991	66,531	-
Emisión de bonos	-	-	-	26,969	328,031
Documentos cedidos al Patrimonio Fideicometido, neto de devoluciones	379,575	361,089	385,763	589,853	327,880
Préstamo Bancario recibido	-	-	-	-	131,435
Intereses ganados en depósitos a plazo	145	50	44	60	48
Otros	2,942	1,176	66	62	56
	415,335	394,988	423,864	683,475	787,450
Distribución de las cobranzas efectuadas a clientes:					
Transferencias de excedentes a ctas bancarias del Originador	(345,639)	(339,385)	(389,133)	(602,435)	(459,466)
Amortización del préstamo	-	-	-	(25,621)	(105,814)
Prepago de Interés Préstamo	-	-	-	(148)	(2,293)
Saldo final bancos	(38,594)	(38,594)	(32,673)	(37,991)	(66,531)
Pago de intereses y comisión prepago préstamo bancario	(15,773)	(15,318)	(13,587)	(13,239)	(4,022)
Otros	(12,124)	(402)	(374)	(391)	(331)
	(412,130)	(393,699)	(435,767)	(679,825)	(771,943)
Saldo final de activo titulado	10,505	8,543	7,254	19,157	15,507

Resumen Financiero - Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú.

(en miles de US\$)

	LTM Set-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12
Rentabilidad						
EBITDA	253,061	211,196	188,289	455,301	594,340	499,702
Margen de EBITDA (%)	44.3%	41.7%	36.4%	51.4%	56.9%	54.4%
(FFO + Gastos Financieros) / Capitalización	35.4%	30.9%	21.2%	39.6%	57.9%	45.8%
FCF / Ingresos	30.4%	31.1%	26.0%	30.5%	36.7%	24.4%
Retorno sobre el Patrimonio Promedio (%)	70.5%	47.5%	25.7%	105.5%	117.6%	76.3%
Cobertura						
(FFO + Gastos Financieros) / GF	8.94	9.47	5.97	13.85	19.24	26.11
EBITDA / Gastos financieros	10.31	9.76	7.75	20.92	25.50	35.48
EBITDA / Servicio de deuda	4.43	4.05	3.55	8.63	3.24	21.02
(FCF + Gastos Financieros) / SD	3.47	3.44	3.00	5.53	2.22	10.02
(FCF + Gastos Financieros + Caja) / SD	4.63	5.20	4.42	7.58	3.04	17.93
CFO / Inversión en Activo Fijo	12.95	21.97	12.95	27.90	7.41	3.14
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda financiera senior / Capitalización	71.7%	67.0%	69.1%	65.7%	68.2%	51.7%
Deuda financiera senior / EBITDA	1.76	2.10	2.50	1.10	0.89	0.83
Deuda financiera neta / EBITDA	1.50	1.67	2.10	0.86	0.63	0.45
Costo de financiamiento estimado	5.4%	4.7%	5.0%	4.2%	4.9%	4.0%
Deuda financiera CP / Deuda financiera	12.4%	5.4%	6.5%	5.7%	5.9%	38.5%
Balance						
Activos totales	753,252	783,053	790,046	902,828	939,754	964,033
Caja e inversiones corrientes	65,840	91,768	75,569	107,825	150,895	188,087
Deuda financiera Corto Plazo	55,184	23,902	30,493	28,713	30,985	160,058
Deuda financiera Largo Plazo	389,789	420,282	441,019	472,015	497,211	255,266
Deuda financiera subordinada	-	-	-	-	-	-
Deuda financiera	444,973	444,184	471,512	500,728	528,196	415,324
Híbridos (Equity Credit)	-	-	-	-	-	-
Deuda financiera total con Equity Credit	444,973	444,184	471,512	500,728	528,196	415,324
Deuda fuera de Balance	-	-	-	-	-	-
Deuda ajustada total	444,973	444,184	471,512	500,728	528,196	415,324
Patrimonio Total	175,295	218,924	210,858	261,061	246,801	387,241
Acciones preferentes + Interés minoritario	-	-	-	-	-	-
Capitalización	620,268	663,108	682,370	761,789	774,997	802,565
Flujo de caja						
Flujo generado por las operaciones (FFO)	194,945	183,324	120,601	279,579	425,137	353,741
Variación de capital de trabajo	(6,718)	(18,094)	25,151	606	17,990	(24,683)
Flujo de caja operativo (CFO)	188,227	165,230	145,752	280,185	443,127	329,058
Inversiones en Activos Fijos	(14,535)	(7,519)	(11,258)	(10,043)	(59,804)	(104,862)
Flujo de caja libre (FCF)	173,692	157,711	134,494	270,142	383,323	224,196
Remesas a la Principal	(160,527)	(95,005)	(110,900)	(253,623)	(513,383)	(381,253)
Otras inversiones, neto	121	162	17	-	-	746
Variación de deuda	(12,848)	(27,328)	(29,216)	(26,767)	113,200	125,324
Otros financiamientos, netos	(23,141)	(19,348)	(18,514)	(21,648)	(19,832)	23,884
Variación de caja	(22,703)	16,192	(24,119)	(31,896)	(36,692)	(7,103)
Resultados						
Ingresos	571,878	506,915	517,947	885,409	1,044,176	918,525
Variación de Ventas (%)	12.8%	-2.1%	-41.5%	-15.2%	13.7%	-2.0%
Utilidad operativa (EBIT)	217,452	170,264	151,379	415,779	554,299	467,697
Gastos financieros	(24,554)	(21,634)	(24,281)	(21,762)	(23,310)	(14,085)
Impuesto a la renta corriente/ Part trabajadores*	(67,140)	(52,254)	(48,788)	(116,948)	(161,929)	(128,927)
Resultado neto	133,186	102,153	60,697	267,883	372,944	319,044
WTI (US\$/barril)						
	49.33	43.14	48.69	93.26	97.91	94.11
Producción Fiscalizada - Lote 88 (al 100%)						
GN (en miles de 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

EBITDA: Ut. operativa + depreciación y amortización.

FFO: Ut. neta + depreciación y amort + resultado vta 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

Patrimonio en Fideicomiso – D. Leg. 861, Título XI, Mayo de 2013 – Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú.

FIDUCIARIO: **Credicorp Capital Sociedad Titulizadora S.A. (antes Creditítulos)**

Domicilio legal: Av. El Derby 055, Torre 4, Piso 10, Centro Empresarial Cronos, Santiago de Surco

Fecha de Constitución: 12 de setiembre de 1997
Accionista: Banco de Crédito del Perú (100%)
Gerente General: Juana Cossio Cavero
RUC: 20375887763
Teléfono: (511) 313 2400
Fax: (511) 313 2556

ORIGINADOR: **Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú**

Domicilio legal: Av. Santo Toribio 173, Vía Central 125, Edificio Real Ocho, Oficina 1102, Centro Empresarial Real, San Isidro

RUC: 20467685661
Teléfono: (511) 707 4000
Fax: (511) 707 4199
Capital Social: US\$4,828

SERVIDOR: **Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú**

Domicilio legal: Av. Santo Toribio 173, Vía Central 125, Edificio Real Ocho, Oficina 1102, Centro Empresarial Real, San Isidro

RUC: 20467685661
Teléfono: (511) 707 4000
Fax: (511) 707 4199
Capital Social: US\$4,828

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 el **PATRIMONIO EN FIDEICOMISO – D. LEG. 861, TÍTULO XI, Mayo de 2013 – HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C., SUCURSAL DEL PERÚ – Lote 88**.

<u>Instrumentos</u>	<u>Clasificación*</u>
Tercer Programa de Bonos de Titulización – HOCP – Lote 88	Categoría 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.