

**PATRIMONIO EN FIDEICOMISO – D.L. 861, TÍTULO XI, 2013 – HUNT OIL COMPANY OF PERU L.L.C.,
SUCURSAL DEL PERÚ**

Informe con EEFF¹ al 30 de junio 2017	Fecha de comité: 30 de noviembre del 2017
Periodicidad de actualización: Semestral	Sector Hidrocarburos, Perú
Equipo de Análisis	
Rocío Zeballos A. rzeballos@ratingspcr.com	Emma Álvarez G. ealvarez@ratingspcr.com (511) 208.2530

HISTORIAL DE CALIFICACIONES					
Fecha de información	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	jun-17
Fecha de comité	23/05/2014	25/05/2015	25/05/2016	31/05/2017	30/11/2017
Tercer Programa de Bonos de Titulización – HOCP	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA
Perspectivas	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable

PEAAA: Emisiones con la más alta calidad de crédito. Los factores de riesgo son prácticamente inexistentes.

Estas categorizaciones podrán ser complementadas si correspondiese, mediante los signos +/- mejorando o desmejorando respectivamente la clasificación alcanzada entre las categorías PEAA y PEB.

"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 por PCR 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 PCR (<http://www.ratingspcr.com/informes-peruacute.html>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes."

Racionalidad

En comité de clasificación de riesgo, PCR acordó ratificar la clasificación de "PEAAA" al Tercer Programa de Bonos de Titulización – HOCP; la decisión se sustenta en la autonomía y estructura legal de la titulización; los niveles adecuados de reservas con una vida útil mayor a la de la deuda emitida, los holgados niveles de cobertura del servicio de deuda, la eficiencia de costos operativos del lote 88, así como la diversificación de mercados a los que se dirige; los que le permiten obtener niveles de resultados adecuados para sostener el pago de sus obligaciones, pese al entorno adverso de los precios internacionales y su lenta recuperación. Finalmente se considera la experiencia del originador en el sector hidrocarburos.

Perspectiva u observación

Estable

Resumen Ejecutivo

- **Estructura legal de los instrumentos financieros emitidos:** El Tercer Programa de Bonos de Titulización (BT) - HOCP, mantiene una estructura legal y operativa a través de un patrimonio en fideicomiso (PF), la cual brinda mayor seguridad en el repago, mediante la cesión de los derechos del Contrato de Licencia del Lote 88 y de los flujos de ingresos generados por la venta de los hidrocarburos del lote; asimismo prioriza las obligaciones con los bonistas frente a las transferencias de los remanentes al Originador. Históricamente el PF ha mostrado una adecuada generación de efectivo y cumplimiento de los límites de los resguardos financieros, cubriendo holgadamente las obligaciones con el consorcio, el gestor del PF y los bonistas.
- **Marco jurídico y nivel de reservas del Lote 88:** A diciembre 2016 las reservas del lote 88 ascienden a 7.4 TPC de GN y 351.9 MMbbl de LGN; las cuales aseguran una vida útil mayor a la de las emisiones de los Bonos. Asimismo, las proyecciones a precios del modelo del Contrato de Bonos indican un ratio de valor presente de los mismos de 4.6x para el 2016, mayor al indicador del 2015 (2015: 3.9x). Es importante señalar además, la relevancia de los yacimientos de Camisea para el país, para los cuales se ha establecido un sólido marco jurídico.
- **Menores precios internacionales de los hidrocarburos vs. estructura eficiente de costos:** Los precios internacionales de los hidrocarburos muestran una tendencia decreciente desde el 2014, reduciendo la generación del Originador, sin embargo, al 1S17 estos mostraron una ligera recuperación. En el caso particular del lote 88, dado que la mayor parte de la producción se destina al mercado interno, sus resultados se han visto menos afectados. Asimismo, dicho lote mantiene una estructura de costos operativos competitiva, permitiéndole hacer frente a las fluctuaciones de los precios internacionales. Así, al corte de evaluación, el opex promedio por barriles equivalentes (BOE's) sin considerar regalías, se mantuvo alrededor del 6.03 US\$/BOE y considerando regalías, este llega a 13.13 US\$/BOE mientras que el precio promedio de venta fue de 23.7 US\$/BOE.
- **Experiencia de la matriz en el rubro hidrocarburos:** Hunt Oil Company of Peru L.L.C Sucursal del Perú (originador), pertenece a la matriz transnacional Hunt Oil Company of Peru constituida en 1934 (HOC), quien a su vez forma parte de Hunt Consolidated Inc., compañía holding con inversiones en la explotación y transporte de hidrocarburos, industria de

¹ EEFF No Auditados

refinación, desarrollo inmobiliario, transmisión de energía eléctrica, agroindustria e inversiones en fondos de capital de riesgo. HOC tiene una calificación internacional de B1 con *outlook* estable asignada en abril 2017², debido a los menores precios internacionales y a la incertidumbre del reinicio de sus operaciones en Yemen, las que fueron suspendidas en el 2015. PCR no considera ello causal de deterioro a la calificación de los Bonos Titulizados, toda vez que la estructura del mismo es independiente, asimismo el originador presenta una fortaleza financiera, que le ha permitido tener un nivel de cobertura de servicio de deuda consolidado de 3.38x a junio 2017, el que fue menor al de diciembre 2016 (4.64x), debido al pago programado de la octava emisión de bonos para junio 2018.

Metodología utilizada

La opinión contenida en el informe se ha basado en la aplicación de la "Metodología de calificación de financiamiento estructurado y deuda titulizada (Perú)" vigente, el cual fue aprobado en Sesión 04 de Comité de Metodologías con fecha 09 de julio 2016.

Información utilizada para la clasificación

- **Información financiera:** Estados Financieros no auditados correspondientes al 30 de junio del 2017.
- **Riesgo Crediticio:** Detalle de las ventas, generación de caja, seguimiento de indicadores.
- **Riesgo de Liquidez:** Estructura de financiamiento, flujo de efectivo, seguimiento de indicadores.
- **Riesgo de Solvencia:** Cumplimientos de ratios, reporte de flujos, seguimiento de indicadores.

Limitaciones y Limitaciones Potenciales para la clasificación

- **Limitaciones encontradas:** No se encontraron limitaciones en la información remitida.
- **Limitaciones potenciales:** (i) Un mayor deterioro de los precios de los hidrocarburos.

Hechos de Importancia

- El 23 de junio de 2017, se informó que para el pago del octavo cupón a realizarse el 27.12.17, para la Séptima emisión se considerará la Tasa Libor a 180 días de 1.4450% y una Tasa Total de 4.57%. Asimismo, para la Décima emisión se considerará una Tasa Libor a 180 días de 1.4450% y una Tasa Total de 4.82%.
- El 16 de agosto 2017, se recibió la resolución de la Intendencia General de Supervisión de Entidades, por la exclusión de los valores emitidos en la primera y tercera emisión, así como del Segundo Programa de Bonos Titulizados HOCP y del Fideicomiso "Patrimonio en Fideicomiso – Decreto Legislativo N° 861, Título XI, 2010 - Hunt Oil Company of Perú LLC, Sucursal del Perú" del Registro Público del Mercado de Valores.
- Plan de abandono del lote 76: Los trabajos de restauración del Pad A, donde se realizó la perforación del pozo exploratorio Dahuene 1-X, fueron completados en octubre 2016. Se obtuvo un ahorro de US\$ 1.5MM sobre el presupuesto original (que fue de US\$ 16.1MM); la sucursal participo del 35% de esta operación (33% de participación en el contrato más "carry" de 2% según términos del *farm-in*). Para el 2017, se tiene un presupuesto aprobado de US\$ 3.8 MM, la sucursal participa de igual manera con el 35%.

Contexto Económico

La actividad económica se ha venido desacelerando desde el último trimestre 2016, como consecuencia de retrasos de algunos importantes megaproyectos de infraestructura en el contexto de casos de corrupción que vienen siendo investigados, así como de los efectos negativos relacionados al fenómeno El Niño. Las proyecciones para la demanda interna se han ajustado de 1.9% a 2.3%, en línea con la recuperación de la confianza empresarial así como a las medidas tomadas por el gobierno para impulsar la inversión pública, las cuales incluirán obras de reconstrucción por los desastres naturales, que buscan mitigar en cierta medida el menor nivel de inversión privada, con lo cual se espera un crecimiento del PBI de 2.8%. Así la proyección para la inversión privada se ajustó de a -1.8% a -1.0%.

Por otro lado, durante el primer semestre 2017, el PBI creció 2.3% registrando una tasa inferior al 4.0% obtenido en similar periodo de 2016. El menor dinamismo fue producto del menor gasto público, desaceleración del consumo privado y por la reducción de la inversión privada. Sin embargo, se observa una recuperación respecto a los meses previos, como consecuencia del crecimiento del sector pesquero, manufactura, servicios y comercio. Se espera que mientras se vaya revirtiendo los efectos del Niño Costero que finalizó en mayo³, se produzca una normalización del sector agrícola con una mayor producción de cultivos como caña de azúcar y arroz. Asimismo, se espera que la minería crezca impulsada por la extracción de cobre y zinc. No obstante, la recuperación del sector primario sería más gradual dado que depende de la demanda interna y el gasto público.

PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS

INDICADORES	ANUAL						PROYECCIÓN ANUAL**	
	2012	2013	2014	2015	2016	jun-2017	2017	2018
PBI (var. %real)	6.00%	5.80%	2.40%	3.30%	3.90%	2.3%	2.8%	4.2%
PBI Electr & Agua	5.80%	5.50%	4.90%	5.90%	7.30%	1.3%	2.2%	4.5%
PBI Minería e Hidrocarb. (var.%real)	2.80%	4.90%	-0.90%	9.50%	16.30%	2.9%	3.5%	5.3%
PBI Construcción (var.%real)	15.10%	8.90%	1.90%	-5.80%	-3.10%	-4.1%	0.9%	8.0%
Remuneración Mínima Vital(S/)	719	750	750	750	850	850	850	850
Inflación (var.% IPC)	0.20%	2.90%	3.20%	4.40%	3.23%	2.73%	2.8% - 3.0%	2.8% - 3.0%
Tipo de cambio promedio (US\$)	2.64	2.7	2.84	3.19	3.38	3.26	3.30	3.40

**BCRP Reporte de Inflación setiembre 2017 y Expectativas Macroeconómicas

Fuente: BCRP, MEF / Elaboración: PCR

² Otorgada por Moody's

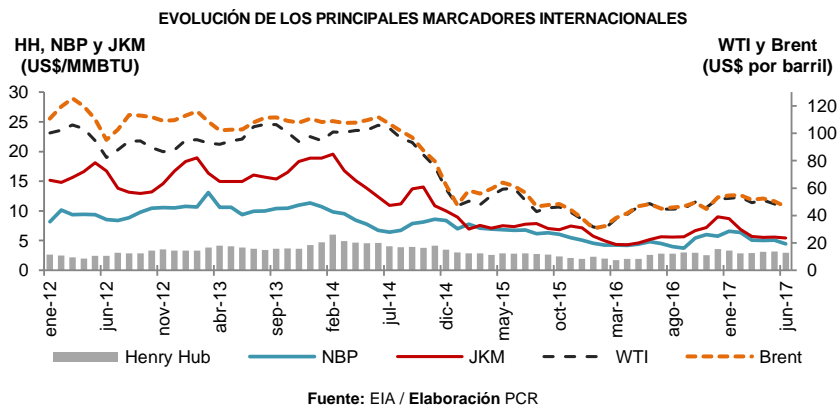
³ De acuerdo al Comité Multisectorial del Estudio del Fenómeno "El Niño".

Contexto Sistema

El contexto actual de sobreproducción mundial de petróleo, la producción mediante mecanismos no convencionales (*shale oil* y *shale gas*), de la mano del menor crecimiento económico mundial, han derivado en una continua caída en los precios del petróleo y del gas natural desde el segundo semestre 2014. Dicha situación ha repercutido negativamente en importantes compañías a nivel local e internacional, asimismo, los flujos de inversiones en el corto/mediano plazo son más prudentes para este sector. Se espera una ligera recuperación de los precios hacia finales del 2017, sin embargo, aun ubicándose por debajo de niveles históricos. Se destaca el acuerdo realizado referente al recorte de la producción por parte de la OPEP y otras 11 potencias mundiales, -entre ellas Rusia y México-, el cual se prolongó hasta marzo de 2018, lo cual reforzaría las expectativas de recuperación de los precios, no obstante, parcialmente mitigado por la mayor producción no convencional de Estados Unidos.

Precios y márgenes internacionales

Los precios del petróleo mostraron una recuperación entre marzo 2016 y marzo 2017, fecha en la que nuevamente se contrajeron, cerrando junio en 45.18 US\$/bbl, (-13.07% con respecto a diciembre 2016). La cotización disminuyó principalmente por los mayores niveles de inventarios de petróleo de EE.UU y la mayor producción de Libia exenta del acuerdo, lo que añade presión a la iniciativa liderada por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y sus aliados, incluida Rusia para acabar con el exceso de oferta en los mercados mundiales. Es de mencionar que en noviembre de 2016, la OPEP acordó el recorte de su producción en 1,2 millones barriles por día (sobre una oferta global de 96 millones de barriles) para impulsar al alza el precio del petróleo.



En línea con el acuerdo alcanzado, se tienen perspectivas positivas para la evolución de los precios, no obstante, mitigado parcialmente por el incremento de existencias en Estados Unidos, y la activación de 200 pozos de *fracking* en dicho país. Acorde con las proyecciones de EIA (*U.S. Energy Information Administration*), el precio del petróleo crudo Brent cerraría el 2017 al alza, situándose en US\$ 50.79/bbl, mientras que el crudo WTI se situaría alrededor de US\$ 48.95/bbl, proyecciones menores a las presentadas en el trimestre anterior. No obstante, se destaca que dicha proyección presenta un alto nivel de incertidumbre dado que por el lado de la oferta, los precios podrían disminuir si no se cumple el acuerdo de recorte de producción ya mencionado. Asimismo, se presenta una alta incertidumbre sobre la evolución de la producción del petróleo de esquisto (*shale oil*) en Estados Unidos, la cual complica la intención de la OPEP de impulsar el valor del petróleo, por lo que el respeto de las cuotas será la clave para lograr el efecto esperado. Es de mencionar que el cumplimiento de la OPEP con el acuerdo cayó en junio 2017 a su nivel más bajo en 6 meses (78%) frente al 95% del mes de mayo, después que varios miembros bombearán mayor crudo a lo permitido entre las cuales están las naciones de Argelia, Ecuador, Gabón, Irak, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela quienes contrarrestaron el cumplimiento estricto de Arabia Saudí, Kuwait, Qatar y Angola.

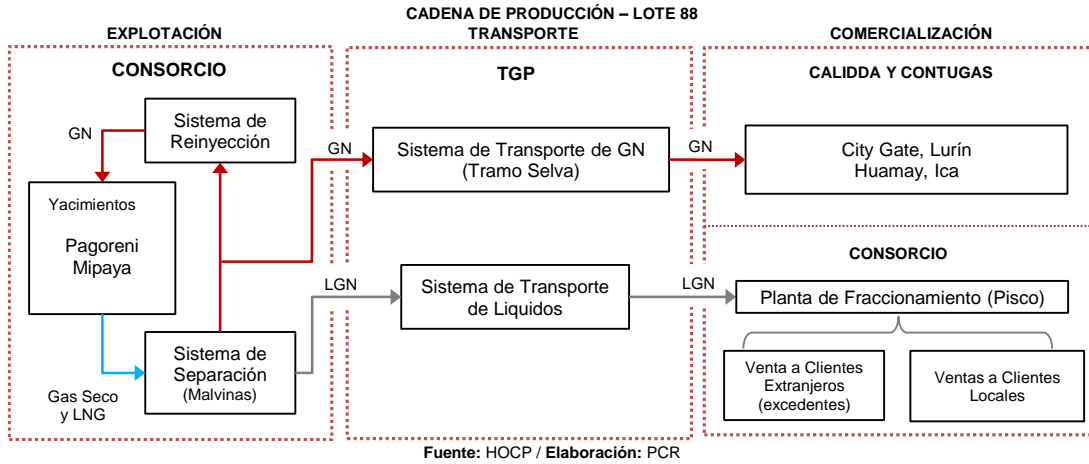
Por otro lado, el precio promedio del marcador Henry Hub (HH) durante los primeros seis meses del 2017, ascendió a 3.04 US\$/MMBTU, lo que representó un aumento respecto al periodo similar del año anterior (2.07 US\$/MMBTU). Si bien en promedio se observó una mejora como consecuencia de la mayor cotización mensual relacionada a las medidas de recorte que se mantendrían hasta parte del próximo año, a junio 2017 el precio presentó una caída respecto a la cotización del cierre del 2016 (pasó de 3.59 a 2.98 US\$/MMBTU), debido a la mayor producción a pesar de la mayor demanda de consumo eléctrico.

Proyecto Camisea

El proyecto Camisea involucra las etapas de explotación, transporte y distribución de GN y LGN de los yacimientos de Camisea, uno de los yacimientos más importantes de gas del continente americano, ubicado en el departamento del Cusco, Perú. El proceso dentro de la cadena de producción se inicia con la extracción de gas de los Lotes 88 y 56, para luego ser transportados hacia la planta de separación Las Malvinas (Cusco), propiedad del Consorcio, en donde el gas extraído se separa en GN y LGN.

Los hidrocarburos son transportados a la costa por la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP) a través de dos tramos, un gaseoducto para el GN y un poliducto para el LGN. En el primer tramo, la empresa TGP transporta el GN hacia el *City Gate* en Lurín, a partir del cual el GN es distribuido para el consumo interno de Lima a través de los canales de distribución operados por Cálida. Este primer tramo además es interceptado en la localidad de Humay (Ica), a partir del cual, Contugas, se encarga de la distribución de consumo local de dicho departamento.

En el segundo tramo, la empresa TGP transporta el LGN hacia la Planta de Fraccionamiento en Pisco (Ica), en donde el hidrocarburo se separa para obtener productos comerciales como Propano, Butano, Nafta y Gas Natural Condensado (MDBS), productos que son destinados tanto al mercado externo como interno.



Estructura Contractual Proyecto Camisea – Lote 88

El proceso de explotación del GN y LGN del lote 88, fue adjudicado bajo contrato ley por el Estado Peruano (Perupetro) en el año 2000 a un grupo de empresas denominadas Consorcio Productor Camisea (CPC), por un periodo de 40 años, el mismo que no puede ser modificado unilateralmente por el Estado ni por norma con rango de ley. A cambio del derecho sobre los hidrocarburos extraídos, el Consorcio debe pagar al Estado Peruano por concepto de regalías una fracción que varía entre 20.0% y 40.0% del valor de producción fiscalizada de GN y LGN, calculados sobre la base de valores intermedios del precio de una canasta en un periodo de valorización de 15 días. El Lote 88 inició operaciones comerciales en junio del 2004.

Los derechos y obligaciones de los miembros del Consorcio son establecidos por el acuerdo de operación conjunta (JOA, por sus siglas en ingles), el cual designó a Pluspetrol Peru Corporation S.A. como operador entre las partes del Consorcio y el encargado de realizar los requerimientos de capital correspondientes (*cash calls*) que involucran los “gastos de operaciones conjuntas” tales como el transporte de los líquidos, las regalías que se deben pagar al Estado, los gastos del personal asignado, los costos de campos, los requerimientos de inversión, etc. Todas las obligaciones y beneficios producto de la extracción de hidrocarburos, tales como los ingresos por venta y montos destinados al *cash calls* para cada miembro del Consorcio están en función de su participación individual, la que se detalla a continuación.

ESTRUCTURA ACCIONARIA DEL CONSORCIO DE EXPLOTACIÓN – LOTE 88		
ACCIONISTA	PART.	MATRIZ
Hunt Oil Company of Peru L.L.C., Sucursal del Perú	25.2%	Hunt Oil Company
Pluspetrol Camisea S.A.	25.0%	Pluspetrol Resources Corporation
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	2.2%	
SK Innovation, Sucursal Peruana.	17.6%	SK Energy Co. Ltd.
Tecpetrol del Perú S.A.C.	10.0%	Techint
Sonatrach Peru Corporation S.A.C.	10.0%	Sonatrach Int. Holding Corp.
Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	10.0%	Repsol
Total	100.0%	

Fuente: HOCP / Elaboración: PCR

En relación a la venta de GN, según los Contratos de Suministro (*Gas Sales Agreement, GSA*) y modificatorias, se estableció suministrar 60,480 MMBtu a Perú LNG, destinado exclusivamente como combustible para la planta de Licuefacción. Asimismo, el Consorcio mantiene contratos con empresas generadoras de energía eléctrica, -dada la importancia del Lote 88 en el suministro de GN en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)-, compañías de distribución de GN como Calidda y Contugas y otras menores como Alicorp S.A.A., UNACEM, entre otros.

Respecto a la venta de LGN, las políticas del Consorcio establecen vender básicamente GLP (Propano y Butano) y MDBS al mercado local – aunque se dan exportaciones de excedentes –, mientras que el Nafta es exportado bajo licitación. El precio de venta de los LGN es calculado en base a sus marcadores respectivos. Asimismo, para el transporte de líquidos, el Consorcio mantiene un contrato *ship or pay* con TGP.

Perfil del Originador: HOCP

Hunt Oil Company of Peru L.L.C, Sucursal del Perú (HOCP), es propietaria del 25.2% del accionariado de los Lotes 88 y 56. La compañía pertenece a la matriz transnacional Hunt Oil Company (HOC), de procedencia norteamericana (constituida en Delaware), creada en 1934 y quien es una de las compañías privadas de gas más grande de los Estados Unidos. Las principales áreas de producción de petróleo y gas de HOC están localizadas en Estados Unidos, Rumania, Yemen y Perú. Asimismo, posee licencias de exploración en Iraq (Kurdistán), Rumania y en Perú, además, a partir de sus subsidiarias, es operador del Lote 76 y propietaria del 50.0% de Peru LNG.

HOC forma parte de Hunt Consolidated Inc., compañía holding de propiedad de Ray L. Hunt y familia, con inversiones en explotación y transporte de hidrocarburos, industria de refinación, desarrollo inmobiliario, transmisión de energía eléctrica, agroindustria e inversiones en fondos de capital de riesgo. HOC cuenta con una línea especializada en la producción de gas natural licuefactado (LNG por sus siglas en inglés), con el soporte de sus Plantas Perú LNG y Yemen LNG, que se constituyen como los centros de exportación más importante de LNG de cada País.

A inicios del año 2015, Yemen LNG detuvo su producción por medidas de seguridad, a causa de conflictos bélicos armados suscitados en Oriente Medio, comunicándose que la planta se mantendría en modo de conservación hasta reiniciar operaciones. La inoperatividad de la planta de Yemen y el contexto de precios bajos de LNG fueron los principales drivers para que en el 2016 una compañía internacional de rating redujera la calificación de la matriz de Baa2 a Ba3 con perspectiva negativa. En abril 2017, la misma compañía, realizó un nuevo *downgrade* a la clasificación de crédito de HOC, pasando de Ba3 a B1, sustentando adicionalmente, las contribuciones de cash necesarias para preservar las inversiones de la compañía, sin embargo, la perspectiva se mantuvo estable, dado el soporte de la matriz. Esta calificación se mantiene vigente al corte de evaluación.

En el Perú, las operaciones de HOC se encuentran menos comprometidas. En el 2016, las ventas de HOCP fueron de US\$ 506.92 MM y el EBITDA se situó en US\$ 211.15 MM, superior a lo registrado en diciembre del 2015. Asimismo, las remesas netas de la subsidiaria HOCP a la matriz sumaron US\$ 95.01 MM, las mismas que retrocedieron en 14.3% en comparación al 2015.

Reservas

Los yacimientos de gas del Lote 88 cuentan con 3 pozos productores en San Martín, 5 pozos de reinyección y 10 pozos productores en Cashiriari. A diciembre 2016 cuentan con un nivel de reservas probadas de 7.4 TPC de GN y 351.9 MMBbl de LGN.

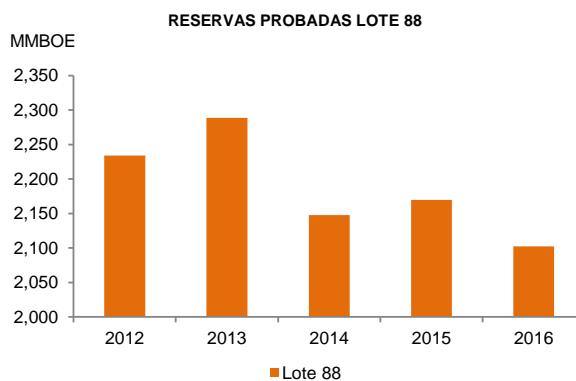
Al 1S17, la producción del 100% del Lote 88 fue de 29.687 MMBoe, con un 70.0% en GN (20,781 MMBoe). La producción total fue menor en 8.4% con respecto a junio 2016, debido a que por el FEN⁴ acontecido en el presente año, los caudales de los ríos se incrementaron, teniendo como consecuencia que las hidroeléctricas durante el primer semestre tengan prioridad en el abastecimiento de energía en el mercado, ello aunado al ingreso de 2 nuevas hidroeléctricas y al menor crecimiento económico, tuvo como consecuencia una menor demanda por parte de las generadoras eléctricas.

Por otro lado, se tiene que según información del MINEM, el lote 88 concentra el 60.5% del total de reservas probadas de Gas Natural a diciembre 2016 y el 60.8% de las reservas de Líquidos de Gas Natural del país, estableciéndose como el principal yacimiento de gas del Perú.

YACIMIENTO GAS DEL LOTE 88 - DICIEMBRE 2016

RESERVAS	YACIMIENTO DE GAS		PARTICIPACIÓN HUNT OIL	
	GN (BPC)	LGN (MMBBL)	GN (BPC)	LGN (MMBBL)
Probadas	7,399.67	351.94	1,864.72	88.69
Probadas y Probables	7,585.97	361.14	1,911.66	91.01

Fuente: D&M / Elaboración: PCR



Instrumento Calificado

El 30 de abril del 2013, HOCP constituyó un Patrimonio en Fideicomiso (PF) a favor del cual transfirió (i) los derechos del contrato de Licencia, (ii) derecho del JOA, (iii) derecho sobre las pólizas de seguro, (iv) derechos de cobro por la venta de hidrocarburos y (v) derechos de cobro por la venta de participación; según la participación del 25.2% del Originador en el Consorcio Camisea. Con cargo a dicho PF, se emitió el "Tercer Programa de Bonos Titulizados HOCP", hasta por un monto de US\$ 355.00 MM, los cuales a junio 2017, mantienen un saldo en circulación de US\$ 355.00MM. El representante de los obligacionistas y Fiduciario, es Creditítulos Sociedad Titulizadora S.A.

Tercer Programa de Bonos de Titulización – HOCP

Se autorizaron doce emisiones de las cuales se han realizado, la séptima, octava, décima y duodécima emisión. Las emisiones, a excepción de la décima, pagan el principal al vencimiento. El plazo remanente de las mismas, es menor a la vida útil estimada de las reservas.

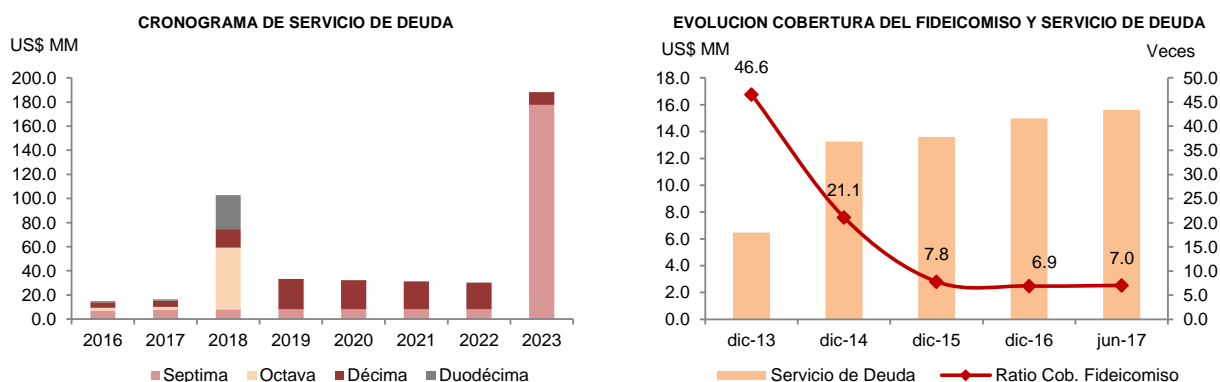
⁴ Fenómeno del Niño

PRINCIPALES TÉRMINOS Y CONDICIONES DE CADA EMISIÓN

CARACTERÍSTICAS	SETIMA EMISIÓN	OCTAVA EMISIÓN	DÉCIMA EMISIÓN	DUODECIMA EMISIÓN
Serie	A	B	C	D
Monto de la Emisión	US\$ 355.00 MM	US\$ 50.00 MM	US\$ 131.44 MM	US\$ 26.97 MM
Monto inscrito	US\$ 173.57 MM	US\$ 50.00 MM	US\$ 104.47 MM	US\$ 26.97 MM
Saldo en circulación al 30.06.17	US\$ 173.57 MM	US\$ 50.00 MM	US\$ 104.47 MM	US\$ 26.97 MM
Tasa de interés	LIBOR 180d. + 3.125%	4.44%	LIBOR 180d. + 3.375%	4.19%
Fecha de Emisión	16 de Julio 2013	16 de Julio 2013	03 de Diciembre 2013	12 de Febrero 2014
Fecha de Redención	27 de Junio 2023	27 de junio 2018	27 de Junio 2023	27 de Diciembre 2018
Plazo	10 años	5 años	9 años	4 años y 9 meses
Periodo de Pago de Intereses	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Cupón			A partir del Periodo 11	
Tipo de Bono	<i>Bullet</i>	<i>Bullet</i>		<i>Bullet</i>
Emisor y Fiduciario	Credicorp Capital Sociedad Titulizadora SA			
Originador y Servidor	Hunt Oil Company of Peru L.L.C, Sucursal del Perú (HOCP).			
Máximo monto de emisión del programa	Hasta por US\$ 355'000,000 o su equivalente en nuevos soles (PEN).			

Fuente: HOCP / Elaboración: PCR

El programa tuvo una vigencia de dos años, renovado de acuerdo a las leyes aplicables. El destino de los fondos provenientes del Programa se empleó para cancelar las obligaciones derivadas del Contrato de Préstamo suscrito con el BCP (US\$ 84.50 MM), las obligaciones contraídas con una empresa vinculada (US\$ 268.4 MM); y el pago de *cash call* (US\$ 2.0 MM) para financiar las inversiones necesarias para la ejecución del Contrato de Licencia y/o para destinar dichos fondos al desarrollo del negocio.



Fuente: HOCP / Elaboración: PCR

Resguardos Financieros

El ratio de cobertura de servicio de deuda del fideicomiso se ubicó en 7.0x al corte de evaluación, y no presentó mayor variación con respecto al cierre de diciembre 2016, manteniéndose en un nivel holgado en relación al límite del covenant de 1.5x. Asimismo, el ratio de valor presente de reservas, -cuyo cálculo se actualiza al cierre del primer semestre de cada año-, presentó una mejora con respecto al periodo 2015, al pasar de 3.9x a 4.6x, manteniéndose sobre el 1.75x exigido como mínimo.

El incumplimiento de cualquiera de estos resguardos puede requerir que la Sucursal repague la deuda de manera anticipada y que los fondos excedentes ya no sean entregados al Originador. Asimismo, en caso del evento de incumplimiento no fuera subsanado, los derechos sobre el JOA serán ejercidos por el Fiduciario, el cual convocará a la Asamblea General de Obligacionistas o al BCP, según sea el caso, para acordar el pago acelerado de los bonos.

CUMPLIMIENTO DE RESGUARDOS FINANCIEROS

Resguardo Financiero	Fórmula	Límite	Indicadores			
			2014	2015	2016	jun-17
Ratio de Valor Presente (VP) de Reservas (Medido una vez por año ⁵)	VP del Flujo para Cobertura de Reservas ⁶ / Monto Pendiente de Amortización ⁷	>1.75x	6.4x	3.9x	4.6x	4.6x
Ratio de Cobertura del Servicio de Deuda (Revisión de forma semestral - el 30 de junio y el 31 diciembre de cada año)	Flujo de Caja de SD ⁸ / Servicio de Deuda (12m) ⁹	>1.50x	21.1x	7.8x	6.9x	7.0x

Fuente: HOCP / Elaboración: PCR

Esquema de Asignación de Flujos del Fideicomiso

Para la recaudación de los flujos provenientes de los activos en fideicomiso, el PF mantiene una cuenta de recaudación a partir del cual se destinan los fondos según el siguiente orden: (i) Primero se pagan los tributos, comisiones, gastos y costos a cargo del PF, (ii) Segundo se transfieren el último día hábil de cada mes a la cuenta de operaciones los fondos destinados a los

⁵ La fecha de medición, se realiza en un plazo de 45 días luego que se tenga la información auditada de reservas por DeGolyer & MacNaughton.

⁶ Se calcula descontando los flujos futuros del Flujo para Cobertura de Reservas (EBITDA – Capex Neto – Impuestos) a la tasa ponderada del monto pendiente de amortización.

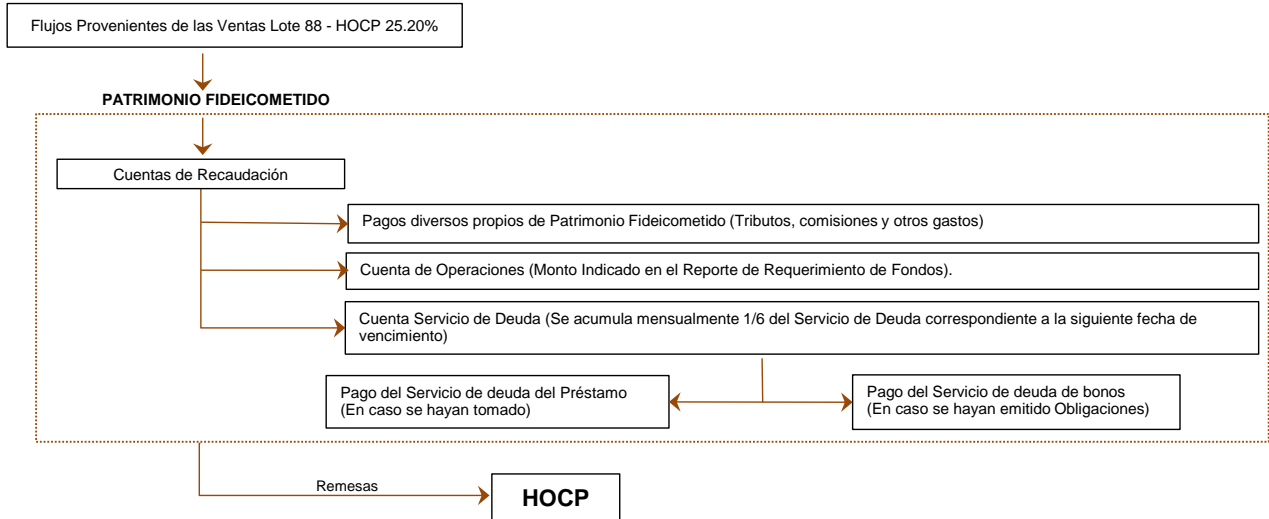
⁷ Es el saldo del monto del préstamo del BCP o de los bonos emitidos que aún faltan amortizar.

⁸ EBITDA más saldo en las cuentas de Servicios de Deuda menos Capex Neto y menos impuesto a la renta.

⁹ Es la suma de la amortización total o parcial de las obligaciones correspondientes a una fecha de vencimiento más los interés, a ser pagado a los Obligacionistas, más los pagos que corresponda realizar por concepto de préstamos adquiridos por el Patrimonio Fideicomitado. Cálculo se basará en la suma de los doce (12) Meses consecutivos inmediatamente anteriores a la Fecha de Medición (Periodo de Medición).

gastos de operaciones conjuntas (*cash calls*) y (iii) Tercero, y únicamente luego de haber procedido con todo lo anterior, se acumula mensualmente 1/6 de los gastos de servicio de deuda en la cuenta de recaudación para que al final de los seis meses, sean transferidos a la cuenta de servicio de deuda para el pago correspondiente de las obligaciones. Este orden de prelación se estableció con el objetivo de no perder los derechos sobre el Lote, en vista que el incumplimiento de *cash calls* es causal de pérdidas de derechos en el JOA y la participación en el Consorcio. Luego de haber cumplido con todas las obligaciones el remanente es transferido a favor de HOCP para los fines que crea conveniente.

CASCADA DE FLUJOS

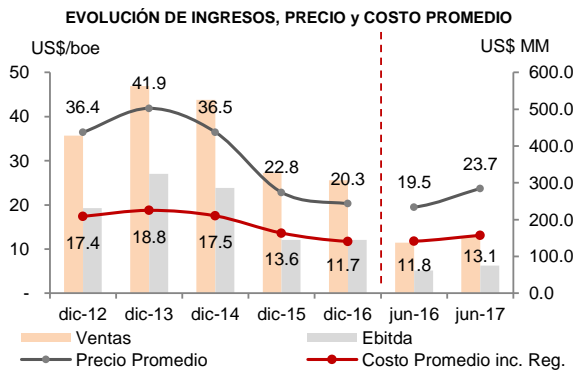


Fuente: HOCP / Elaboración: PCR

Análisis Financiero

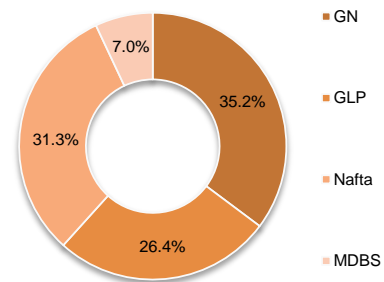
Las ventas se dividen en cuatro productos, de los cuales el GN, GLP y MDBS se comercializan en su totalidad en el mercado interno, y representaron el 96.4% del volumen comercializado por el lote 88; mientras que el Nafta se comercializa en el mercado externo y representó el 3.6% restante. La producción vendida según el share de HOCP resultó en 6.53 MMBoe y fue menor en -7.2% A/A, debido a la menor demanda del mercado, relacionada a los efectos del FEN, la mayor competencia y al menor ritmo de crecimiento económico del primer semestre que se ha detallado anteriormente.

En cuanto al riesgo de concentración, el 52.3% de la producción se concentró en empresas del sector gas, 32.8% en empresas de generación eléctrica, mientras que el 14.9% restante se comercializó a empresas de diferentes industrias. En cuanto a la composición del portafolio por clientes, se mantiene una importante concentración en los 10 primeros clientes, dado que por volumen estos representaron el 34.4%, mientras que por ingresos representaron el 96.3%. Como mitigante se tiene que la política de créditos de la empresa, contempla operar mayoritariamente con clientes de primera línea con créditos menores a los 30 días, requiriendo garantías de pago.



Fuente: HOCP / Elaboración: PCR

DISTRIBUCIÓN DE LAS VENTAS POR PRODUCTO



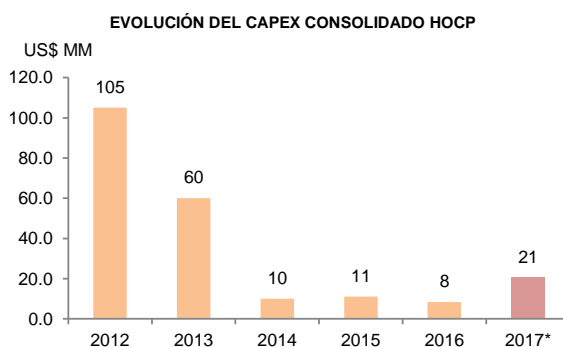
Fuente: HOCP / Elaboración: PCR

Asimismo, se observa que la evolución de los ingresos percibidos viene siendo afectada por la disminución progresiva de los precios internacionales desde el 2014, sin embargo, en el primer semestre de este año, se ha registrado una recuperación de los mismos; que si bien no alcanza los niveles históricos, apoyó el incremento de los ingresos al corte de evaluación, los que se expandieron en 13.0% A/A, compensando de esta manera el menor volumen vendido. Cabe señalar, que adicionalmente a la ligera recuperación de los precios internacionales, la mayor parte de la producción del lote 88 se vende en el mercado local, por lo que su generación se ve afectada en menor medida por las fluctuaciones de precios internacionales, ya que en el caso del GN, se mantiene un precio interno regulado, el que se revisa cada dos años, asimismo, en el caso del MDBS y GLP, existen compensaciones por parte del estado, finalmente, en el caso del Nafta, este se exporta en su totalidad. En detalle se tiene que todos los productos mostraron una variación positiva interanual en sus precios promedio: GN +1.4%, Prop/But/GLP +29.1%, MDBS +37.1% y Nafta +23.8%.

Por otro lado, se observa que el lote mantiene una estructura de costos competitiva, la cual permite amplios márgenes de rentabilidad; así, al 1S17 el costo promedio por BOE, se situó alrededor de US\$ 6.03 siendo similar al del 1S16 cuando alcanzó los US\$ 5.99. Considerando regalías, -las cuales están relacionadas a los niveles de producción y a los precios de los hidrocarburos-, se alcanza un costo promedio de US\$ 13.13, mayor en US\$ 1.35 al del mismo mes del 2016.

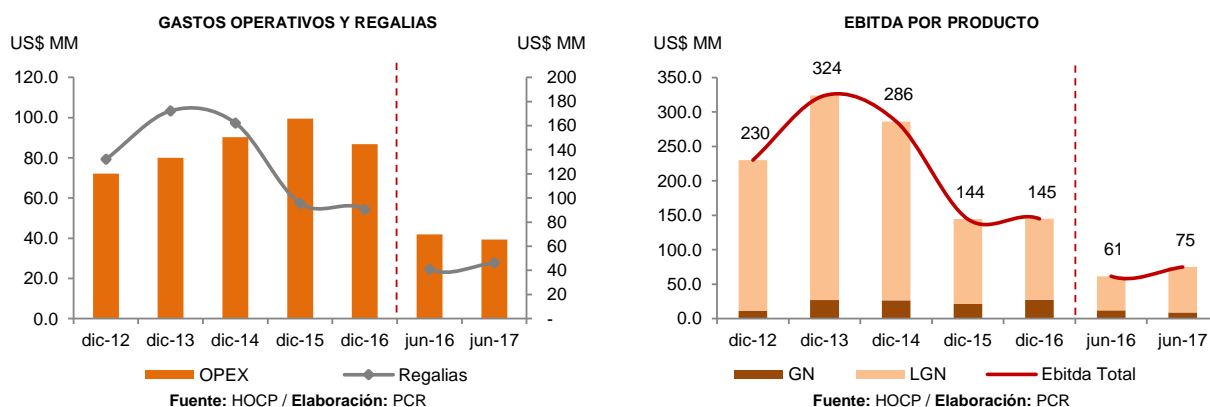
En cuanto a los costos operativos, estos se mantienen por encima de los niveles históricos 2012-2014¹⁰ como consecuencia de los menores ingresos registrados a partir de dicho periodo, sin embargo, al corte de evaluación estos retrocedieron en 5.5 p.p. al ubicarse en 55.8% de las ventas (1S16: 61.4%). En esa línea, el margen Ebitda del periodo se incrementó alcanzando 48.3% de las ventas (1S16: 44.9%).

Por otro lado, el capex total neto de financiamiento¹¹, que se venía reduciendo durante el periodo 2013-2016 como una medida para aumentar la solvencia para el pago de sus obligaciones financieras que afectaron en mayor medida al Lote 56, registró un avance del 55.8% al corte de evaluación, al ubicarse en US\$ 7.88MM, proyectándose cerrar el 2017 en US\$ 20.58MM (+144.4% A/A). Estos fondos, estarían destinados principalmente a actividades de mantenimiento, para sostener el nivel de producción promedio. En cuanto a la inversión de comprensión, se programó el inicio en el 2018.



Fuente: HOCP / Elaboración: PCR

Se rescata que los niveles de inversión de años anteriores han hecho posible que la producción actual no se vea comprometida, en tanto las reservas probadas para el lote 88 se han incrementado para el rango de fechas 2011 – 2016 en 14.7%¹². Cabe señalar, que las reservas de GN y LGN tienen una vida útil mayor al de las emisiones de los Bonos.



Finalmente, al primer semestre 2017, se ha observado una recuperación de los flujos cedidos al PF, así, los documentos cedidos, fueron mayores en 14.7% con respecto al 1S16, alcanzando una cifra de US\$ 185.40MM, permitiéndole hacer frente de manera adecuada, a los egresos por *cash calls*, servicio de deuda y gastos de operación del fideicomiso, y remitir US\$ 172.08MM a las cuentas del Originador.

¹⁰ Dic-12: 48.8%, Dic-13: 45.4% y Dic-14: 48.7%

¹¹ Incluye el lote 88, lote 56 y actividades comunes.

¹² Según información reportada por el MEM. Asimismo, para el GN, se ha aproximado a la equivalencia de 6BPC = 1MMBIs.

HUNT OIL COMPANY, SURCURSAL DEL PERU							
BALANCE GENERAL (US\$ M)	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	jun-16	jun-17
Activo Corriente	270,045	226,829	219,400	131,770	161,802	115,680	129,618
Activo No Corriente	693,176	712,925	683,428	658,276	621,251	643,490	612,469
Total Activo	963,221	939,754	902,828	790,046	783,053	759,170	742,087
Pasivo Corriente	208,901	90,027	68,950	66,963	79,819	66,196	101,366
Pasivo No Corriente	367,079	602,926	572,817	512,225	484,310	497,875	456,057
Total Pasivo	575,980	692,953	641,767	579,188	564,129	564,071	557,423
Capital Social	5	5	5	5	5	5	5
Resultados Acumulados	369,918	232,411	218,485	128,146	129,523	110,306	97,551
Patrimonio	387,241	246,801	261,061	210,858	218,924	195,099	184,664
ESTADO DE RESULTADOS (US\$ M) - 12M							
Total de Ingresos	918,525	1,044,176	885,409	517,947	506,915	467,282	568,858
Var. % Ingresos	-2.0%	13.7%	-15.2%	-41.5%	-2.1%	-30.8%	21.7%
Costo de Ventas	438,986	484,884	464,028	338,683	331,031	307,307	347,907
Utilidad Bruta	479,539	559,292	421,381	179,264	175,884	159,975	220,951
Gastos de administración	6,499	4,993	5,602	27,885	5,620	7,784	4,914
Gastos de exploración	5,343	0	0	42,002	501	1,337	325
Utilidad Operativa	467,697	554,299	415,779	109,377	169,763	150,854	215,712
Gastos financieros	14,085	23,310	21,762	24,281	21,634	21,044	25,059
Utilidad Neta	319,043	372,944	267,883	60,697	102,153	94,641	131,928
Depreciación y Amortización	32,005	40,041	39,522	36,911	41,388	37,037	38,458
EBITDA	499,702	594,340	455,301	146,288	211,151	187,891	254,170
INDICADORES FINANCIEROS							
Liquidez (veces)							
Liquidez Corriente	1.29	2.52	3.18	1.97	2.03	1.75	1.28
Prueba Ácida	1.25	2.45	3.04	1.81	1.94	1.63	1.23
Capital de Trabajo (US\$ M)	61,144	136,802	150,450	64,807	81,983	49,484	28,252
Solvencia (veces)							
Pasivo Total / Patrimonio	1.49	2.81	2.46	2.75	2.58	2.89	3.02
Pasivo Total / EBITDA	1.15	1.17	1.41	3.96	2.67	3.00	2.19
Ratio de Cobertura de Servicio de Deuda	2.87	10.95	9.02	2.67	4.64	3.77	3.38
Deuda Financiera / EBITDA	0.83	0.88	1.09	3.20	2.09	2.43	1.74
Eficiencia y Gestión							
Gastos Operativos / Total de Ingresos	49.1%	46.9%	53.0%	78.9%	66.5%	67.7%	62.1%
Periodo Promedio de Cobranza (días)	28	18	20	17	31	19	21
Capacidad de Generación (%)							
FCO	329,058	442,627	280,185	145,752	165,230	164,644	182,987
FCL	224,942	382,823	270,142	134,511	157,873	154,361	173,864
FCO / Activo Total	34.16%	47.10%	31.03%	18.45%	21.10%	21.69%	24.66%
FCL / Pasivo Total	0.4	0.6	0.4	0.2	0.3	0.3	0.3
FCL / Servicio de Deuda	1.3	7.1	5.4	2.5	3.5	3.1	2.3
Rentabilidad (%) 12M							
Margen Bruto	52.21%	53.56%	47.59%	34.61%	34.70%	34.24%	38.84%
Margen Operativo	50.92%	53.08%	46.96%	21.12%	33.49%	32.28%	37.92%
Margen Neto	34.73%	35.72%	30.26%	11.72%	20.15%	20.05%	23.19%
Margen EBITDA	54.40%	56.92%	51.42%	28.24%	41.65%	40.21%	44.68%
ROE	82.39%	151.11%	102.61%	28.79%	46.66%	48.03%	71.4%
ROA	33.12%	39.69%	29.67%	7.68%	13.05%	12.34%	17.8%

Fuente: HOCP / Elaboración: PCR