

PLUSPETROL CAMISEA S.A.

Informe con EEFF¹ al 30 de junio 2017	Fecha de comité: 20 de octubre de 2017
Periodicidad de actualización: Semestral	Sector Hidrocarburos, Perú
Equipo de Análisis	
José Díaz B. jdiaz@ratingspcr.com	Daicy Peña O. dpena@ratingspcr.com (511) 208.2530

HISTORIAL DE CALIFICACIONES							
Fecha de información	jun-14	dic-14	jun-15	dic-15	jun-16	dic-16	jun-17
Fecha de comité	12/03/2015	22/05/2015	28/03/2016	30/05/2016	12/10/2016	31/05/2017	20/10/2017
Bonos Corporativos	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA
Perspectivas	Estable	Estable	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 PE B.

"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 decidió ratificar la clasificación de PEAAA a la Primera Emisión de Bonos Corporativos del Primer Programa de Instrumentos Representativos de Deuda Pluspetrol Camisea S.A; decisión que se sustenta en los holgados niveles de cobertura de servidumbre de deuda, el amplio nivel de reservas que respaldan el total de la deuda senior, los adecuados niveles de rentabilidad y la fuerte generación de caja, aunado a la experiencia del Grupo Pluspetrol en el sector de hidrocarburos y la garantía por el Patrimonio en Fideicomiso (PF).

Perspectiva u Observación

La perspectiva es estable

Resumen Ejecutivo

- **Experiencia y conocimiento del Grupo Pluspetrol.** El Grupo cuenta con alrededor de 40 años de experiencia en la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo y gas), y desarrolla sus operaciones en seis países ubicados en Sudamérica y África, destacando que las mismas se llevan a cabo en ámbitos de alta complejidad. Así mismo, el consorcio está conformado por empresas de primera categoría con amplia experiencia en el negocio de hidrocarburos.
- **Adecuado nivel de reservas del Lote 88,** los cuales a diciembre 2016 ascendieron a 474.90 MMBbl de Líquido de Gas Natural (LGN) y 9,344.60 BPC de Gas Natural (GN); permitiendo un ratio de reservas de 35.54 años, ampliamente superior a los cuatro años de plazo remanente de los bonos. El Lote 88 participa con 69.5% del total de reservas de gas del país, se destina exclusivamente al consumo interno, y representa 44.1% del total de recursos usados para la producción eléctrica nacional.
- **Holgados niveles de cobertura,** que responden a un nivel de deuda financiera neta que puede ser cancelada en 0.85 años con la generación de EBITDA, la misma que además cubre en 5.79 veces el servicio de deuda; ambos en una situación mucho mejor al exigido como *covenant*. Así mismo, la deuda senior se encuentra respaldada con el PF, el cual permite retener los flujos cedidos en caso de incumplimiento. Se observa, que en vista del término del periodo de gracia de la deuda bancaria, los niveles de liquidez corriente se han reducido a 0.8 veces. El déficit en capital de trabajo fue asistido mediante financiamiento bancario, sin que ello altere el apalancamiento.
- **Riesgos asociados al negocio de hidrocarburos,** expuesto a los precios internacionales del LGN, los cuales se han elevado para el primer semestre del 2017 permitiendo una mayor rentabilidad y generación de caja del Originador. Las mejoras en el precio sin embargo, aún son reducidas y sus proyecciones de crecimiento presentan una alta incertidumbre. Se rescata que como consecuencia de destinar prácticamente la totalidad de la producción vendida al mercado interno, los resultados del Lote 88 están menos expuestos a los precios internacionales, dada la creciente demanda por gas al interior del país y su eficiente estructura de costos.

¹ No Auditados

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 Auditados del 31 de diciembre 2012 al 31 de diciembre del 2016 y no auditados cortos junio 2016 y 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 encontró limitación alguna en la información remitida.
- **Limitaciones potenciales:** (i) Deterioro en los precios de hidrocarburos, (ii) fallas operativas, como roturas en el ducto de gas, (iii) fuertes regulaciones Estatales y falta de incentivos que impiden la exploración de nuevos pozos gasíferos.

Hechos de Importancia

- En julio 2016 se culminó la Perforación del Pozo Kimaro 1001 sin resultados positivos. El plan de perforación está suspendido hasta nuevo aviso. La perforación de los pozos Kemari y Maniti dependían del éxito en la perforación de Kimaro.
- El 22 de abril 2016 la expansión de TGP empezó a operar, la capacidad adicional de transporte ya había sido contratada bajo contratos de largo plazo en firme y se amplió de 655 mmcf/d a 920 mmcf/d, esto incluyó una planta compresora adicional, una tubería de 31 Km entre Chilca y Lurin y una desviación hacia Ayacucho.
- El 19 de enero de 2016, TGP informó sobre la fuga en el ducto de líquidos de gas natural del sistema de transporte (La Convención, Cusco) por lo que detuvo el transporte del mismo. En seguida activó el Plan de contingencia, y para el día 20 de enero se iniciaron las labores de reparación. Posteriormente, el 01 de febrero de 2016 se reanuda gradualmente el servicio de transporte de LGN hacia la costa.
- En mayo de 2015, TGP se pronunció sobre el incidente ocurrido el 30 de abril en su Sistema de Transporte en Ayacucho. Además, se recalcó que sólo el poliducto que transporta líquidos de gas natural (LGN) fue el afectado y que su reparación demoraría 7 días. Sin embargo, el 6 de mayo, TGP señaló que dicha reparación se culminó en un tiempo menor a lo estimado, gracias a las propicias condiciones técnicas y climatológicas.
- Desde fines de marzo 2014, en virtud de acuerdos interinos, los Contratistas del Lote 56 compran Gas natural y Líquidos de Gas Natural a los contratistas del Lote 57. Estos acuerdos forman parte del paquete de acuerdos relacionados a la Sustitución de la garantía del Lote 88 al proyecto de exportación de Peru LNG. En virtud del cual, desde el 08 de agosto del 2014, no existe ningún volumen de gas natural del Lote 88 comprometido a la exportación.
- En octubre 2012, se culminó los trabajos de ampliación de la Planta Malvinas/Pisco lo cual logró incrementar la capacidad de procesamiento de GN húmedo y LGN a 1,820 mmpcd² y 120,000 Bbld³, respectivamente.

Contexto Económico

La actividad económica global mantiene su crecimiento a un ritmo moderado, proyectándose que la economía mundial crezca 3.6% el 2017, de acuerdo al último Reporte de Inflación del Banco Central⁴. Asimismo, se proyecta un crecimiento para las economías avanzadas de 2.0% en el 2017, impulsadas por el dinamismo del mercado laboral y las tenues presiones inflacionarias que descartan un ajuste brusco del estímulo monetario.

En el Perú, el PBI registró un crecimiento acumulado de 2.30% durante el primer semestre del año, inferior a lo registrado durante el mismo periodo del 2016 (4.08%). El menor dinamismo refleja el impacto negativo del Fenómeno El Niño Costero y la paralización de grandes proyectos de infraestructura como consecuencia de las investigaciones por los casos de corrupción. Se rescata el impulso en la actividad económica de las economías emergentes debido a la recuperación en el precio de los *commodities* y los estímulos monetarios.

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

Fuente: Reporte de Inflación BCRP, INEI / Elaboración: PCR

Contexto Sistema

El 88.4% de la producción del Lote 88 está destinado al mercado interno, provisto para sostener la actividad empresarial de la economía del país y el consumo de las familias. El Lote 88 se establece como principal centro de abastecimiento

² Millones de Pies Cúbicos Diarios

³ Barriles por día

⁴ Reporte de Inflación – setiembre 2017

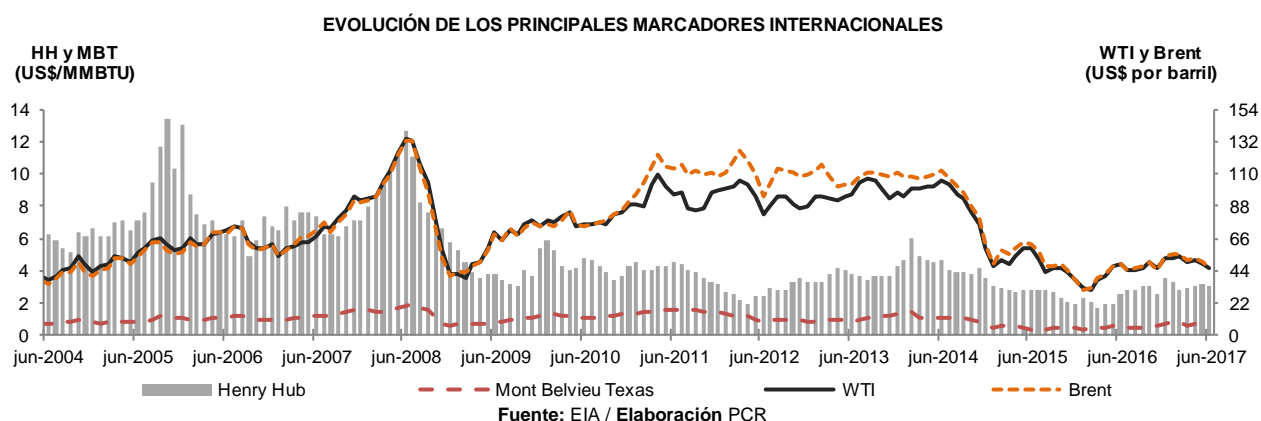
al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de suministrar de GLP y GN al parque automotor del país. Pese a ello, el sector de hidrocarburos adolece de un bajo abastecimiento, que ha llevado al país incluso a importar ciertos hidrocarburos líquidos como el petróleo; y de una infraestructura aún en desarrollo para el mejor aprovechamiento de GN y LGN. En la actualidad, solo las provincias de Lima e Ica cuentan con abastecimiento de GN por gasoductos y el SEIN solo es abastecido por el Norte y Centro del país; al Sur, el suministro al Nodo Energético terminó rezagado por las obras paralizadas del Gasoducto Sur Peruano (GSP).

En lo que respecta a las cotizaciones de los precios a los que se transa la producción del Lote 88 destacan; (i) para el gas natural, el precio de mercado interno, al cual se le agrega al precio libre (a boca de pozo), los precios regulados definidos por los costos de red principal y las tarifas de distribución de los contratos BOOT y (ii) con respecto a los líquidos de gas natural (LGN) las cotizaciones están relacionadas con marcadores internacionales tales como el Mont Belvieu (MBV) para el GLP, North West Europe (NWE) para la Nafta y el Ultra Low Sulfur Diesel (ULSD) para el MDBS.

Mercado Internacional del Petróleo

Los precios del petróleo han experimentado una tendencia sostenida a la baja a partir de junio 2014, a raíz de los siguientes factores: i) el incremento de producción de tight oil por parte de EE.UU, en vista de los métodos no convencionales (*fracking*) para extraer el petróleo de esquisto, ii) el exceso de oferta mundial de petróleo, impulsado principalmente por la OPEP; y iii) el deterioro de las expectativas de crecimiento de la economía mundial.

No obstante, el promedio de los precios del primer semestre del 2017 mejoró en relación al corte junio 2016 producto de los mayores precios registrados a inicios del año, a consecuencia de las expectativas de una menor producción del crudo a raíz del ataque a un oleoducto de ExxonMobil en Nigeria y la cancelación de las exportaciones de petróleo de la compañía Suncor Energy en Canadá.



A julio 2017 el precio del petróleo crudo WTI se situó en US\$ 49.60 por barril, mayor al promedio registrado en el 2016 (US\$ 43.33). El Energy Information Administration (EIA) pronostica para el 2018 precios del WTI y Brent en US\$ 49.58/bbl y US\$ 51.58/bbl, respectivamente. No obstante, se resalta que dicha proyección presenta un alto nivel de incertidumbre dado que por el lado de la oferta, los precios podrían disminuir si no se renueva el acuerdo del recorte de producción por parte de la OPEP que se prolongó hasta marzo 2018 y de otros países como Rusia y México. 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.

Análisis de la Institución

Reseña

Pluspetrol Camisea S.A. fue constituida en Perú en junio de 2005 para formar parte del consorcio encargado de la exploración, explotación y venta de Gas y Líquido de Gas Natural provenientes del Lote 88. En el año 2000, el Estado Peruano, representado por PeruPetro, adjudicó bajo contrato ley al Consorcio Productor Camisea (CPC) la explotación del Lote 88 durante un periodo de 40 años, el cual inició operaciones comerciales en junio del 2004.

Grupo económico

La Compañía forma parte del Grupo Pluspetrol, a la que pertenece también el operador del Consorcio: Pluspetrol Perú Corporation. El Grupo cuenta con alrededor de 40 años de experiencia en la exploración y producción de hidrocarburos (petróleo y gas), con operaciones en Perú, Argentina, Bolivia, Colombia, Venezuela y Angola. Por su parte, el CPC está conformado por siete compañías de amplia experiencia en el negocio de hidrocarburos, cada una de ellas con una participación no mayor al 25.2%. Como grupo, Pluspetrol participa con el 27.2% del total.

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%	Pluspetrol Resources Corporation
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: Pluspetrol Camisea / Elaboración: PCR

Responsabilidad Social

Producto del análisis efectuado, consideramos que Pluspetrol Camisea S.A. tiene un nivel de desempeño sobresaliente⁵, respecto a sus prácticas de Responsabilidad Social Empresarial. La compañía realizó un proceso formal de identificación de grupos de interés, definiendo sus estrategias en su política de sostenibilidad. Así mismo, realiza algunas acciones que promueven la eficiencia energética o manejo de residuos, tales como el Inventario Corporativos de Emisiones de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso, definido como Categoría 3 según los lineamientos de IOGP.

Gobierno Corporativo

Producto del análisis efectuado, consideramos que Pluspetrol Camisea S.A. tiene un nivel de desempeño óptimo⁶, respecto a sus prácticas de Gobierno Corporativo. Pluspetrol Camisea S.A. es una persona jurídica bajo la denominación de Sociedad Anónima, de acuerdo a la Ley General de Sociedades. El Capital Social de la compañía totalmente suscrito y pagado asciende a US\$ 50,183 miles de dólares, representado por 50'183,000 acciones de US\$1.00 cada una, gozando todas de iguales derechos y prerrogativas. La Compañía cuenta solo con dos accionistas, por lo que algunos mecanismos de relación con ellos han sido simplificados o no aplican.

Accionariado, Directorio y Plana Gerencial

El accionariado está conformado principalmente por *Pluspetrol Resources Corporation* (99.99%) y el Directorio está presidido por el Sr. Germán Jiménez Vega, Ingeniero Mecánico, Master en Administración de Negocios por el MIT, presidente de directorio desde el 2012 y con más de 20 años de experiencia en el sector energético de América del Norte y del Sur. Completan el directorio los señores Esteban Diez Peña, licenciado en administración de empresas, con más de 25 años de experiencia en el área de finanzas y riesgos; y Eduardo Romeo Maestri, Ingeniero Petrolero con amplia experiencia internacional en la Industria de petróleo y gas, en operaciones en áreas remotas de alta sensibilidad social, política y ambiental.

Respecto a la plana gerencial, la Compañía no cuenta con personal empleado, ya que su única actividad es la participación en el Consorcio Camisea, operado por Pluspetrol Perú Corporation.

Operaciones y Estrategia

Operaciones

Independientemente, Pluspetrol Camisea media únicamente como oficina administrativa del 25.0% de participación en el Consorcio, las negociaciones con los proveedores y clientes lo realiza Pluspetrol Peru Corporation S.A. (PPC). Para sostener sus operaciones, PPC es el encargado de realizar los requerimientos de capital (*cash calls*) a los miembros del Consorcio, los cuales involucran el pago por el transporte de LGN y Gas Natural, las regalías al Estado, los gastos del personal asignado, los costos de campos, los requerimientos de inversión, entre otros.

Clientes y Proveedores

El consorcio extrae del Lote 88 GN y LGN. El GN se destina exclusivamente al mercado interno, a compañías tales como empresas generadoras de energía eléctrica y compañías de distribución de GN Calidda y Contugas, con quienes mantiene contratos de suministro ininterrumpible. Así mismo le suministra de Gas a empresas industriales como Alicorp S.A.A., UNACEM, entre otros. Con Perú LNG, CPC mantiene un contrato BOOT de suministro por 60,480 MMBtu, destinado exclusivamente como combustible para la planta de Licuefacción Melchorita.

Respecto a la venta de LGN, las políticas del Consorcio establecen vender básicamente GLP (Propano y Butano) y MDBS (GNC) al mercado local – aunque se dan exportaciones de excedentes –, mientras que el Nafta es exportado bajo licitación. El GLP es vendido básicamente a compañías industriales, embajadoras de Gas y estaciones de servicio, el Nafta en cambio es exportado a destinos frecuentes como Asia (China, Japón y Corea), Estados Unidos y Holanda.

El principal proveedor del CPC corresponde a TGP, con quien mantiene un contrato *Ship or Pay* por el 100.0% de la producción de LGN hasta fin del contrato de concesión (2028). Los costos de transporte fueron acordados en el 2003 a un precio de US\$ 3.51 por barril reajutable mensualmente por la inflación americana (PPI⁷). Adicionalmente, también demandan recursos financieros, el Estado a través de las regalías, las mismas que varían entre 20.0% y 40.0% del valor de producción fiscalizada de GN y LGN; y los servicios por mantenimiento y reparación de las instalaciones.

Inversiones

El Lote 88 incluye los yacimientos San Martín y Cashiriari, donde cuenta con 15 pozos productores y 3 pozos de reinyección. A junio 2017, los trabajos de exploración en Kimaro 1001 ya han sido dados de baja y los trabajos de *full exploration* ya terminaron. Los trabajos en la Planta Malvinas; sin embargo, incrementaron los gastos de inversión del CPC hasta US\$ 25.69 MM⁸, luego de registrar US\$ 17.84 MM en similar mes del año anterior.

⁵ Categoría RSE1, donde RSE1 es la categoría máxima y RSE6 es la mínima.

⁶ Categoría GC2, donde GC1 es la categoría máxima y GC6 es la mínima.

⁷ Producer Price Index

⁸ No incluye las inversiones en Pisco.

La Planta de separación de GN “Las Malvinas” se ubica a 500 km al este de Lima, está diseñada para procesar 1,820 mmpcd de gas provenientes de los lotes 56 y 88, y comprende las unidades de separación, deshidratación, criogénica, estabilización y reinyección. En esta planta se obtienen los productos de Gas Natural Seco y LGN, transportado por TGP hasta la ciudad de Lima y a la Planta de Fraccionamiento en Pisco, respectivamente.

La Planta de Fraccionamiento de LGN de Pisco también forma parte de los activos del CPC. Está ubicada aproximadamente a 250 km al sur de Lima y diseñada para procesar hasta 120,000 barriles por día de LGN. Esta planta incluye 2 unidades de fraccionamiento para producir propano y butano, y 2 unidades de destilación primaria para producir nafta y diésel. Cuenta con un patio de 14 tanques de un total de 311,700 m³ para almacenamiento de LGN, GNC y GLP, además de un terminal marítimo para el despacho de propano, butano, nafta y diésel incluyendo tuberías de conducción submarinas, instalaciones de amarre y una plataforma con 3 brazos de carga. Las inversiones en Pisco demandaron US\$ 3.13 MM a junio 2017, mayor a los US\$ 2.23 MM registrados a junio 2016.

Análisis Financiero

Balance General⁹

A junio de 2017, los activos de la compañía se redujeron -0.6% en relación a diciembre 2016, producto de un menor registro de activos de largo plazo relacionados a i) la reducción de cuentas por cobrar a entidades relacionadas y ii) la depreciación y amortización del ejercicio. El activo corriente por su parte se incrementó debido al i) mayor efectivo por préstamos bancarios y menores préstamos a sus relacionadas y ii) mayores cuentas por cobrar que corresponden al aumento de aportes al fondo de estabilización de precios. El total de activos está repartido 17.7% en corto plazo y 82.3% en largo plazo.

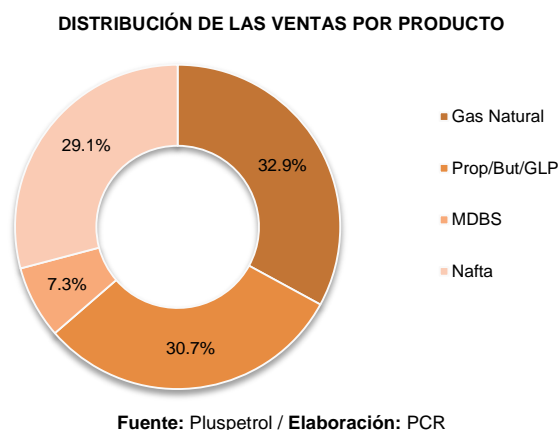
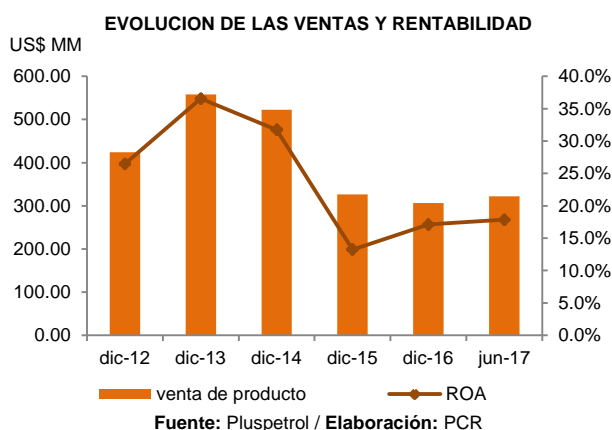
El activo fue financiado 59.0% por pasivos y 41.0% por patrimonio. El pasivo total presenta una disminución de US\$ 1.12 MM explicado principalmente por menores cuentas por pagar comerciales e impuesto a las ganancias; mientras que patrimonio se contrajo en US\$ 1.78 MM debido a los US\$ 45.00 MM repartidos como dividendos. Así mismo, desde el 2016 se ha registrado una mayor participación de los pasivos corrientes en línea con el vencimiento del periodo de gracia del préstamo con The Bank of Nova Scotia en junio del 2017.

El préstamo con esta institución se pactó en marzo 2014 por US\$ 100.00 MM y junto con los bonos corporativos corresponden a la totalidad de la deuda *senior* garantizada por un fideicomiso. Con The Bank of Nova Scotia se firmó adicionalmente en mayo del 2017 un préstamo a cinco años por el importe de hasta US\$ 50 MM, desembolsado en una o más partes hasta el 31 de diciembre de 2017. El pago se hará en 8 cuotas trimestrales desde mayo 2020 y tras un periodo de gracia de tres años.

Eficiencia Operativa

Al corte junio 2017, los ingresos sumaron US\$ 157.32 MM, tras experimentar un crecimiento de 11.6% a consecuencia de los mayores precios y pese a la menor producción vendida de GN. Las ventas de hidrocarburos están dirigidas 28.7% a la exportación y 71.3% al mercado interno, mientras que por tipo de producto está repartida en 67.1% en LGN y 32.9% en GN. Adicionalmente también obtiene ingresos por servicios equivalentes a 2.4%. Al mercado externo se vende únicamente el Nafta.

La producción vendida de LGN en los últimos doce meses según el *share* de la Compañía fue de 4.64 MMbbls, ligeramente superior al registrado a diciembre 2016: 4.62 MMbbls. El ingreso promedio del líquido repuntó hasta US\$ 46.49 por barril (+27.7% interanual), lo que incrementó la producción vendida de GLP y Nafta, contrarrestando los menores volúmenes vendidos de MDBS. En términos de ingreso, el GLP y Nafta representan 30.7% y 29.1% de los ingresos por venta de hidrocarburos, respectivamente. La producción de gas natural por su parte se contrajo hasta 4.71 MMbbls¹⁰, de 5.31 MMbbls registrado en junio 2016. El precio del GN mantuvo niveles similares tras situarse en US\$ 10.82 por boe; US\$ 10.68 a junio 2016.



⁹ Los Estados Financieros de la compañía incluyen su participación proporcional del 25.0% en los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo de la operación conjunta; y la operación exclusiva.

¹⁰ Factor de conversión MMBtu a BOE: 5.8MMBtu = 1BOE. BOE: *barrel of oil equivalent*

El costo de ventas de la Compañía cerró en US\$ 87.54 MM, compuesto básicamente de gastos por regalías (52.5%), transporte de gas y líquidos de gas (15.6%), y depreciación y amortización (11.2%). En línea con la mayor producción, el costo de venta se incrementó 11.3% y el margen bruto creció hasta US\$ 69.79 MM (+11.9%). Sumado a este resultado, los gastos operativos se mantuvieron relativamente estables, incrementando la utilidad operativa hasta US\$ 62.56 MM (+13.3%). Los costos y gastos operativos por barril alcanzaron US\$ 13.63 y el margen operativo por unidad de barril vendido se incrementó hasta US\$ 8.51 (+22.5%), en relación a junio 2016.

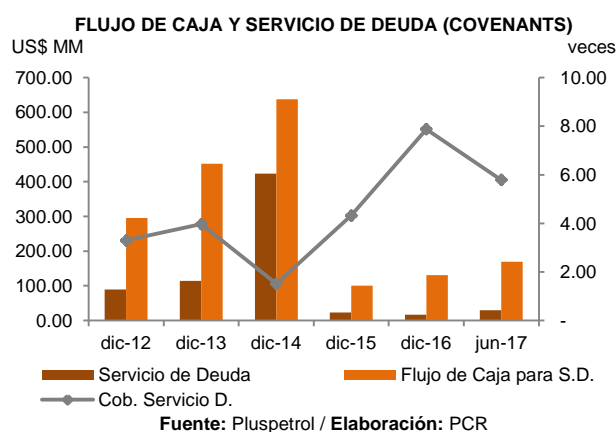
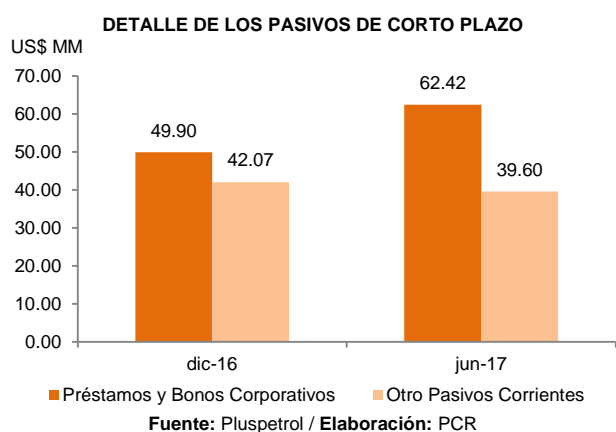
Rentabilidad

Los gastos financieros absorben el 1.4% de los ingresos, e involucran casi en su totalidad intereses por endeudamiento. Los ingresos financieros registraron una cuantía mínima de 0.9% sobre los ingresos y están relacionados básicamente a ganancias por diferencia de cambio. De lo anterior, la utilidad neta del año incrementó en 17.3%, mostrando mejores márgenes y mayores rendimientos en los últimos dos semestres.

Liquidez y Flujo de Efectivo

A junio 2017 la Compañía mostró un capital de trabajo negativo por US\$ 21.25 MM, producto del vencimiento de las tres primeras cuotas del préstamo bancario con The Bank of Nova Scotia, luego de terminado el periodo de gracia del mismo. En consecuencia, el indicador de liquidez general se ubicó en 0.8 veces, tras una reducción consistente desde diciembre 2014. El préstamo bancario con The Bank of Nova Scotia adquirido en mayo 2017 permitió hacer frente al déficit en capital de trabajo.

Los préstamos bancarios y los bonos corporativos se encuentran respaldados por un fideicomiso con seguimiento de *covenants*. A junio 2017, el ratio de cobertura de servicio de deuda se situó en 5.79 veces, menor al 7.88 registrado en diciembre 2016, debido a mayores exigencia de deuda. Debe mencionarse que este indicador está calculado sobre la base de los pagos efectuados a junio 2017, por tanto no considera aún el próximo pago del préstamo bancario con The Bank of Nova Scotia. De considerar estos pagos, el FCL cubriría en 2.0 veces la deuda financiera corriente y gastos financieros, situación que se redujo en relación a diciembre 2016 por el mayor endeudamiento.



En términos de concentración de las cuentas por cobrar, siete clientes representan 65.0% del total. El riesgo se aminora por ser clientes de primera línea, para los cuales se otorga plazos de crédito menor a quince días, sujetas a garantías de pago. La Compañía mitiga el riesgo de liquidez optimizando la administración de efectivo y manteniendo el acceso a las líneas de crédito y el financiamiento a través de instituciones financieras.

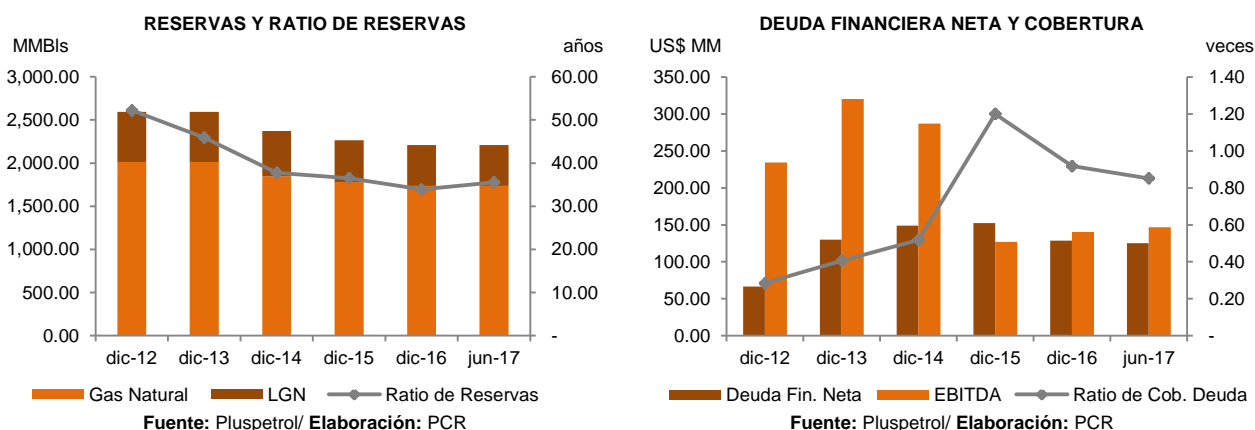
Solvencia/ Cobertura

En relación al nivel de reservas, el reporte Netherland, Sewel & Associates, Inc a diciembre 2016 indica un total de reservas de Gas y Líquidos de Gas del total de Lote 88 por 2,210 MMbbls. Según la producción del consorcio al 2016, las reservas se estarían agotando en 33.88 años, superior al plazo remanente de las obligaciones financieras; cuatro años aproximadamente hasta octubre y noviembre del 2021 que se redimen las series A y B, respectivamente. Así mismo, la deuda financiera neta¹¹ equivale a 0.85 veces el EBITDA de la compañía, indicador que muestra niveles holgados y por debajo del máximo exigido de 2.5 veces.

La palanca patrimonial se ha situado en 1.44 veces, ligeramente superior a diciembre 2016 (1.43 veces) como consecuencia de la distribución de dividendos. No obstante, debido al incremento del efectivo, el ratio de apalancamiento¹² mejoró a 40.0%, niveles similares en los últimos tres años. La política de dividendos de la Compañía establece repartir un máximo de 90.0% sobre las utilidades distribuibles. Con fecha 12 de mayo 2017, los accionistas decidieron abonar en efectivo US\$ 45.00 MM por concepto de distribución de dividendos a cargo de los resultados acumulados 2016.

¹¹ Involucra Bonos Corporativos, préstamos con The Bank of Nova Scotia, cartas fianzas (US\$ 604 M) descontados del saldo de caja final no prendado.

¹² Deuda Neta / (Patrimonio + Deuda Neta).



Instrumento Calificado

Primer Programa de Instrumentos Representativos de Deuda

Con fecha 25 de octubre y 8 de noviembre de 2006, la Compañía emitió las series A y B de la primera emisión por un monto de US\$ 100.00 MM y US\$ 25.00 MM, respectivamente. Estos bonos tuvieron un periodo de gracia de 19 trimestres para el pago de capital y se amortizan en 41 pagos trimestrales iguales a partir del vigésimo trimestre vencido. Los bonos corporativos fueron emitidos con el fin de reestructurar sus pasivos y optimizar la estructura de capital, lo cual le permitió reemplazar la deuda que mantenía con sus afiliadas para el financiamiento del Lote 88. Durante el 2017, conforme al cronograma establecido, se han efectuado amortizaciones por un total de US\$ 18.60 MM. Las últimas amortizaciones se efectuarán en el 2021.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS PRIMERA EMISIÓN DE BONOS CORPORATIVOS – JUNIO 2017

Serie	Monto Emisión	Tasa de interés	Plazo	Amortización	F. emisión	F. redención	Saldo circulación
A	US\$ 100 MM	Libor 90d.+1.3125%	15 años	Trimestral	24/10/2006	25/10/2021	US\$ 43.90 MM
B	US\$ 25 MM	Libor 90d.+1.25%	15 años	Trimestral	07/11/2006	08/11/2021	US\$ 10.98 MM

Fuente: Pluspetrol Camisea S.A / Elaboración: PCR

Esquema de Asignación de Flujos del Fideicomiso

Con fecha 18 de agosto 2006, la Compañía constituyó un fideicomiso al que cede los flujos de efectivo, los derechos de cobranza de sus ventas y derechos de cobro de las pólizas por pérdida de beneficio al patrimonio en Fideicomiso para respaldar las obligaciones compuestas por deuda financiera y los bonos corporativos.

El Fideicomiso se encuentra administrado por La Fiduciaria a través de una cuenta de paso (*pass-through*). Si La Fiduciaria no recibe notificación de incumplimiento, se acreditan los flujos dinerarios en las Cuentas Recolectoras y se atienden los gastos del Fideicomiso, para luego proceder a transferir los flujos dinerarios a las cuentas Destino del Emisor. Por el contrario, si La Fiduciaria recibe notificación de incumplimiento se retiene el 100% de los fondos y el fideicomitente podrá instruir el pago de la deuda garantizada luego de cumplir con sus obligaciones de *cash calls* y pago de tributos. Si existe un saldo, el Fideicomitente podrá solicitar su colocación en Certificados de Depósitos Redimibles y/o cuentas de ahorro.

Si se mantiene el incumplimiento se producen dos sucesos: la cura de incumplimiento y la aceleración de pago. Ante el primer suceso, se transfieren los flujos dinerarios a las cuentas de destino del emisor. En el segundo caso se realizan i) los aportes de *cash calls* y tributos, ii) se deposita en la cuenta reserva de *cash calls* el equivalente a 2.0 veces el requerimiento de los dos meses siguientes presupuestados, iii) se cumple con honrar las comisiones de La Fiduciaria y el pago de obligaciones garantizadas y por último iv) se pagan otros gastos contemplados en el contrato de Fideicomiso. De quedar algún remanente, el saldo se transfiere a las cuentas destino del emisor para su libre disposición.

Resguardos Financieros

El total de la deuda *senior* exige a la compañía cumplir con ciertos *covenants* y restricciones, los cuales se detallan a continuación, habiendo cumplido en su totalidad cada uno de ellos:

Resguardo	Fórmula	Límite	Cumplimiento
Payback	Deuda Financiera Neta/EBITDA	No mayor a 2.5x	0.85x
Patrimonio Neto	-	No menor de US\$ 50.00 MM	US\$ 186.65 MM
Ratio de Reservas	Total de Reservas Probadas + Probables/Producción 12M	Tres años mayor al número de años que restan entre la fecha de Medición y la fecha de Redención	35.54
Ratio de Cobertura de Servicio de Deuda	Flujo de Caja para Servicio de Deuda/ Servicio de Deuda	No menor a 1.25x	5.79x

Fuente: Pluspetrol Camisea S.A / Elaboración: PCR

Anexo

PLUSPETROL CAMISEA S.A.							
En millones de dólares	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	jun-16	jun-17
Balance General							
Total Activo Corriente	127.83	140.09	103.86	62.18	71.83	89.55	80.77
Total Activo No Corriente	426.65	432.21	425.66	416.07	386.68	423.64	374.84
Total Activo	554.48	572.30	529.51	478.24	458.51	513.19	455.61
Total Pasivo Corriente	166.01	160.61	56.87	44.83	91.97	42.11	102.02
Total Pasivo No Corriente	160.74	152.81	238.36	225.09	178.12	225.92	166.94
Total Pasivo	326.75	313.42	295.23	269.92	270.08	268.03	268.96
Patrimonio	227.73	258.88	234.28	208.32	188.43	245.16	186.65
Deuda Financiera	136.02	201.30	185.48	172.64	160.77	166.71	162.19
Deuda Financiera Corriente	36.94	115.43	13.36	12.36	49.90	12.39	62.42
Deuda Financiera No corriente	99.08	85.88	172.12	160.28	110.87	154.32	99.77
Estado de Ganancias y Pérdidas							
Ingresos por Liquidado de Gas Natural	338.99	453.78	399.47	197.33	180.79	80.63	102.78
Ingresos por Gas Natural	85.02	104.44	123.11	129.16	125.84	57.31	50.84
Total Ingresos Brutos	429.48	563.87	529.88	335.20	314.64	141.02	157.32
Gastos Operativos	8.87	9.66	11.18	13.37	13.62	7.03	7.05
Otros ingresos (gastos) operativos	-0.02	-0.54	-0.59	-21.59	-5.15	-0.15	-0.18
Resultado Operativo	216.02	298.20	263.05	103.99	117.72	55.20	62.56
Ingresos Financieros	0.02	1.24	1.08	0.98	1.01	2.20	1.39
Gastos Financieros	-6.24	-4.89	-11.53	-10.36	-4.42	-2.13	-2.25
Utilidad Neta	146.80	205.98	174.85	66.68	80.10	36.84	43.22
EBITDA y Cobertura							
Total Ingresos Brutos 12M	429.48	563.87	529.88	335.20	314.64	308.60	330.94
EBIT 12M	216.02	298.20	263.05	103.99	117.72	94.56	125.09
Depreciación y Amortización 12M	18.38	22.06	23.92	23.04	22.50	22.75	21.75
EBITDA 12M	234.40	320.26	286.96	127.03	140.23	117.31	146.84
Gastos Financieros 12M	-6.24	-4.89	-11.53	-10.36	-4.42	-6.79	-4.53
Utilidad Neta del año 12M	146.80	205.98	174.85	66.68	80.10	61.61	86.48
EBIT/Gastos Financieros 12M	34.64	60.96	22.81	10.04	26.66	13.93	27.59
EBITDA/Gastos Financieros 12M	37.59	65.47	24.89	12.26	31.75	17.28	32.39
Ratio de Cobertura de Deuda (covenant)	0.28	0.41	0.52	1.20	0.92	1.00	0.85
Ratio de Reservas en BOE (covenant)	52.23	45.89	37.77	36.53	33.88	35.65	35.54
RCSD (covenant)	3.30	3.96	1.51	4.32	7.88	5.28	5.79
Solvencia							
Pasivo Corriente/Pasivo Total	0.51	0.51	0.19	0.17	0.34	0.16	0.38
Deuda Financiera/Pasivo Total	0.42	0.64	0.63	0.64	0.60	0.62	0.60
Deuda Financiera/Patrimonio	0.60	0.78	0.79	0.83	0.85	0.68	0.87
Pasivo Total / Patrimonio	1.43	1.21	1.26	1.30	1.43	1.09	1.44
Pasivo Total / Capital Social	6.51	6.25	5.88	5.38	5.38	5.34	5.36
Rentabilidad							
ROA 12 MESES	26.48%	36.56%	31.74%	13.23%	17.10%	11.52%	17.85%
ROE 12 MESES	64.46%	84.66%	70.91%	30.13%	40.38%	23.62%	40.06%
Margen Bruto	52.37%	54.69%	51.86%	41.45%	43.38%	44.23%	44.36%
Margen Operativo	50.30%	52.89%	49.64%	31.02%	37.42%	39.14%	39.77%
Margen Neto	34.18%	36.53%	33.00%	19.89%	25.46%	26.12%	27.47%
Margen EBITDA	54.58%	56.80%	54.16%	37.90%	44.57%	46.74%	46.10%
Liquidez							
FCO 12M	153.96	238.30	191.29	107.42	120.85	115.46	116.24
FCL 12M	121.03	192.51	150.62	49.50	124.12	73.55	136.89
Liquidez General	0.77	0.87	1.83	1.39	0.78	2.13	0.79
Prueba Ácida	0.67	0.65	1.29	1.18	0.68	1.85	0.69
Capital de Trabajo	-38.18	-20.52	46.99	17.35	-20.14	47.44	-21.25
Eficiencia Operativa							
OPEX / Ingresos	2.07%	1.71%	2.11%	3.99%	4.33%	4.67%	4.12%
Días promedio de cobro	121.83	43.17	49.31	41.59	45.46	41.49	43.74
Días promedio de inventarios	26.33	16.62	11.54	14.62	16.71	50.23	28.35
Días promedio de pago	189.45	26.63	33.54	39.42	37.71	74.20	69.01
Ciclo de conversión neto	-41.30	33.16	27.32	16.80	24.46	17.52	3.08
Costos y OPEX por Producto (US\$ / BBls)				13.69	11.87	11.38	13.63
Ingresos promedio (US\$ / BBls)				21.32	18.97	18.33	22.14

Fuente: SMV, Pluspetrol Camisea S.A / Elaboración: PCR