

PACIFIC E&P

INFORME DE GESTIÓN



12 de Agosto de 2016
Correspondiente al periodo de tres meses finalizado el
30 de junio de 2016



CONTENIDO

1.	TRANSACCIÓN DE REESTRUCTURACIÓN CORPORATIVA	1
2.	TEMAS DESTACADOS DE SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2016	5
3.	NETBACK OPERATIVO	8
4.	RESULTADOS OPERATIVOS	10
5.	RESULTADOS FINANCIEROS	12
6.	COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS	20
7.	TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	22
8.	INFORMACIÓN TRIMESTRAL SELECCIONADA	26
9.	POLÍTICAS CONTABLES	27
10.	CONTROLES INTERNOS	32
11.	REVELACIONES ADICIONALES	34
12.	MEDICIONES FINANCIERAS ADICIONALES	36
13.	POLÍTICAS DE SOSTENIBILIDAD	38
14.	RIESGOS E INCERTIDUMBRES	40
15.	ANUNCIO PRECAUTORIO	42
16.	ABREVIACIONES	43

Notificación Legal – Información con Miras al Futuro y Declaraciones

Ciertas afirmaciones contenidas en este Informe de Gestión (“MD&A”) constituyen declaraciones con miras al futuro. A menudo, pero no siempre las declaraciones con miras al futuro usa palabras o frases como: “se espera”, “no se espera”, “es esperado”, “anticipa”, “no anticipa”, “planea”, “ha planeado”, “estima”, “ha estimado”, “proyecta”, “ha proyectado”, “pronostica”, “ha pronosticado”, “cree”, “tiene la intención”, “muy posiblemente”, “posible”, “probable”, “programado”, “posicionado”, “meta” u “objetivo”. Además, las declaraciones con miras al futuro a menudo indican que ciertas acciones, eventos o resultados “puedan”, “tal vez”, “podrían”, “van” a suceder, ocurran o se logren. Dichas declaraciones con miras al futuro, incluyen pero no están limitadas a declaraciones respecto a niveles anticipados de producción, costos estimados y momento de los programas de trabajo planeados por parte de la Compañía, y la determinación de las reservas involucra riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores que pueden causar que los niveles reales de producción, costos y resultados sean significativamente diferentes de los niveles de producción costos y resultados estimados, expresados o implícitos por dichas declaraciones con miras al futuro. La Compañía cree que las expectativas reflejadas en estas declaraciones con miras al futuro son razonables pero no puede asegurar que estas resulten acertadas y no se debe depender indebidamente de dichas declaraciones. Los factores que pueden causar que los resultados difieran de manera importante de aquellos anticipados en las declaraciones con miras al futuro se describen bajo el título “Riesgos e Incertidumbres”. Aunque la Compañía ha hecho el intento de tener en cuenta los factores importantes que puedan causar que los costos o resultados operativos difieran significativamente, puede haber otros factores imprevisibles que causen que los costos de los programas y resultados de la Compañía no sean los anticipados, estimados o propuestos.

Las declaraciones con respecto a las reservas de crudo y gas también se pueden considerar como información con miras al futuro en la medida que estas incluyen crudo y gas que se encontraría únicamente si la propiedad es desarrollada. Los valores estimados presentados en este Informe de Gestión no representan el valor del mercado. Los estimativos de reservas e ingresos netos futuros para las propiedades individualmente pueden no reflejar el mismo nivel de confianza que los estimativos de todas las propiedades, debido a los efectos de la agregación. La información sobre los resultados de pruebas de pozos puede ser preliminares hasta que sean analizados e interpretados, y no son necesariamente indicativos del desempeño a largo plazo o máxima recuperación.

Para mayor información por favor referirse al Formulario de Información Anual de la Compañía del 18 de marzo de 2016, disponible en www.sedar.com

Este Informe de Gestión es una evaluación y análisis tanto de los resultados y de la situación financiera de la Compañía efectuada por la gerencia, y debe leerse conjuntamente con los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos y sus notas relacionadas para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2016 y 2015. La información financiera es reportada en dólares de los Estados Unidos de América y de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) expedidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”) a menos que se indique lo contrario. Todos los porcentajes comparativos se refieren a los trimestres finalizados el 30 de junio de 2016 y el 30 de junio de 2015, a menos que se indique lo contrario.

Con el fin de proporcionar a los accionistas de la Compañía la más completa información en relación con potenciales inversiones futuras en bienes de capital, hemos suministrado estimativos de costos para proyectos que en algunos casos aún se encuentran en las primeras etapas de desarrollo. Dichos costos son solamente estimativos preliminares. Se contempla la posibilidad que los valores reales sean diferentes y las diferencias pueden ser sustanciales. Para mayor información sobre importantes inversiones en bienes de capital ver “Inversiones en Bienes de Capital” en la página 17.

Información adicional referente a la Compañía, incluyendo Estados Financieros Trimestrales y Anuales de la Compañía y el Formulario Anual, se ha presentado a las autoridades reguladoras de valores de Canadá y esta se encuentra disponibles en SEDAR en www.sedar.com, SIMEV en www.superfinanciera.gov.co/web_valores/Simev, y en la página Web de la Compañía www.pacific.energy. La información disponible o de alguna otra manera accesible por medio de nuestra página de internet no forma parte de este Informe de Gestión y tampoco se incorpora al mismo por referencia.

Este informe de gestión fue preparado originalmente en idioma inglés y subsecuentemente traducido al español. En caso de cualquier diferencia entre la original y sus contrapartes traducidas, el documento en inglés prevalecerá y será considerado como la versión imperante.

Transacción de Reestructuración Corporativa

En la segunda mitad del 2015, la Compañía comenzó a revisar y a considerar varias alternativas estratégicas, incluyendo posibles oportunidades de inversión y desinversión. Al final del tercer y principios del cuarto trimestre del 2015, la Compañía se dio cuenta que incumpliría los covenants de sus líneas de crédito de mantener su patrimonio neto consolidado por encima de \$1 millardo y que, por tanto, necesitaría obtener una exención de sus bancos acreedores para evitar un incumplimiento de los mismos; dicha exención fue concedida el 29 de septiembre de 2015. Sin embargo, en la medida que los precios del petróleo se continuaron deteriorando a mediados del cuarto trimestre, la Compañía nombró un asesor financiero (Lazard Freres & Co. LLC) para que proporcionara un asesoramiento en reestructuración y asistir en las negociaciones con el comité de direccionamiento de los prestamistas, en representación del sindicato de prestamistas acreedores de la facilidad de crédito rotativo con un valor de \$1 millardo, y para ayudar en la consideración y ejecución de posibles alternativas estratégicas para la Compañía.

A mediados de enero de 2016, la Compañía eligió utilizar el periodo de gracia de 30 días con respecto a los pagos inminentes de intereses de ciertos bonos no garantizados, con el fin de trabajar conjuntamente con sus acreedores (tenedores de bonos y bancos) con la visión de adecuar mejor su estructura de capital a las actuales condiciones del mercado. En la medida que los precios del petróleo continuaron desplomándose en enero y febrero, fue claro que la mejor solución era realizar una reestructuración total de la deuda corporativa para así proteger, de la mejor manera posible, los activos de la Compañía. Igualmente a mediados de enero, la Junta Directiva formó un Comité Independiente para asistir la totalidad de la Junta Directiva en analizar alternativas estratégicas respecto a la estructura de capital de la Compañía.

A finales de febrero, la Compañía inició un proceso de licitación formal con el propósito de despertar el interés de posibles inversionistas interesados en una adquisición sustancial de todo o parte de los activos de la Compañía, o una inversión para apoyar una recapitalización de la Compañía.

Luego de un proceso exhaustivo y competitivo de licitación, que incluyó la distribución de cartas a un aproximado de 60 potenciales terceros interesados y la presentación de seis ofertas y de negociaciones directas entre los proponentes, un comité ad hoc conformado por los tenedores de los Bonos Senior no garantizados de la Compañía (el “**Comité Ad Hoc**”), y ciertos de los prestamistas de la Compañía bajo sus facilidades de crédito (los “**Prestamistas Bancarios que Apoyan la Transacción**”) y la Junta Directiva actuando por recomendación de su Comité Independiente, aprobó una transacción de reestructuración global (la “**Transacción de Reestructuración**”) con: (i) Catalyst Capital Group Inc. en nombre de los fondos de inversión gestionados por el mismo (“**Catalyst**”); (ii) algunos de los tenedores de bonos no garantizados de la Compañía (incluyendo ciertos miembros del Comité Ad Hoc); y (iii) algunos de los prestamistas de sus líneas de crédito. Con el fin de realizar su análisis y presentar su recomendación, el Comité Independiente contrató a UBS Securities Canada Inc., como asesor financiero independiente, y a Osler, Hoskin & Harcourt LLP como asesor legal independiente.

El 27 de abril de 2016, la Compañía, anunció que esta y algunas de sus subsidiarias directas e indirectas (en conjunto las “**Entidades Solicitantes**”), obtuvieron una Orden Inicial de la Corte Superior de Justicia de Ontario (la “**Corte de Ontario**”) bajo la *Ley de Arreglos de Acreedores de Compañías* (“**CCAA**”). Esto autoriza a las entidades solicitantes iniciar la implementación de la Transacción de Reestructuración supervisada por la Corte, anunciada previamente.

Adicionalmente el 3 de mayo de 2016, la Compañía y las sucursales en Colombia de sus subsidiarias Meta Petroleum Corp., Pacific Stratus Energy Colombia Corp. y Petrominerales Colombia Corp. (colectivamente las “**Solicitantes Colombianas**”) radicaron una solicitud bajo la Ley 1116 de 2006 para el reconocimiento en Colombia de: (i) la aplicación de protección radicada el 27 de abril de 2016, bajo el CCAA en la Corte de Ontario y (ii) la Orden Inicial emitida por la Corte de Ontario el 27 de abril de 2016, de conformidad con la CCAA. Asimismo, el 9 de junio de 2016, la Corte de Bancarrotas de Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York emitió una orden bajo el Capítulo 15 del Título 11 del Código de Estados Unidos concediendo reconocimiento a los procedimientos de la CCAA.

La Transacción de Reestructuración

La Transacción de Reestructuración es una reestructuración financiera integral de ciertas obligaciones financieras de Pacific que reducirán la deuda de manera significativa, mejorará la liquidez y la posición de la Compañía para navegar en el actual ambiente de precios del petróleo. La Transacción de Reestructuración, representa la culminación de un exhaustivo proceso de licitación en el cual se llevaron a cabo negociaciones consensuadas y directas entre la Compañía, el Comité Ad Hoc, los Prestamistas Bancarios que apoyan la transacción y cada uno de los oferentes, incluyendo Catalyst.

Durante la Transacción de Reestructuración las operaciones de las subsidiarias de la Compañía (las “**Subsidiarias de Pacific**”) continuarán de manera normal y sin interrupciones. Todas las obligaciones de las Subsidiarias de Pacific con sus proveedores, socios comerciales y contratistas se seguirán cumpliendo dentro del curso ordinario del negocio a lo largo del proceso.

El endeudamiento bancario de la Compañía y el endeudamiento con respecto a sus Bonos Senior no garantizados serán reestructuradas como se expone a continuación:

- La implementación se realizará por medio de un plan de arreglo de conformidad con un proceso supervisado por la Corte de Ontario bajo CCAA, en conjunto con los procedimientos adecuados a realizar en Colombia bajo la Ley 1116 de 2006 y en los Estados Unidos.
- Algunos de los tenedores de bonos de la Compañía (los “**Acreeedores que Financian la Transacción**”) y Catalyst conjuntamente han suministrado financiamiento tipo “deudor en posesión” o “debtor-in possession” por \$500 millones (el “**Financiamiento DIP**”), con un descuento de emisión original. El Financiamiento DIP es garantizado mediante un gravamen prioritario (superpriority lien) sobre los activos de la Compañía y las Subsidiarias de Pacific (incluyendo, prendas u otro tipo de gravámenes sobre las acciones de las subsidiarias de Pacific, inventario, cuentas bancarias, cuentas por cobrar y derechos económicos bajo los contratos de exploración y producción). Catalyst ha proporcionado \$240 millones para la compra de bonos (después de tener en cuenta el descuento de emisión original) de conformidad con el Financiamiento DIP (el “**Financiamiento DIP del Patrocinador del Plan**”) y los Acreeedores que Financian la Transacción han entregado \$240 millones para la compra de bonos y garantías (después de tener en cuenta el descuento de emisión inicial) de conformidad con la Oferta DIP (los “**El Financiamiento DIP de los Acreeedores**”).
- Los Acreeedores que Financian la Transacción adquirieron warrants o garantías, a un precio de ejercicio nominal, para adquirir su porción prorrateada del 12,5% de las acciones ordinarias (fully-dilluted) de la compañía reorganizada una vez sea implementada la Transacción de Reorganización. El Financiamiento DIP de los Acreeedores no será repagados a la salida de la Transacción de Reestructuración sino que será modificado y replanteado como bonos garantizados (los “**Bonos de Salida**”) a cinco años. Los Bonos de Salida devengarán intereses a una tasa equivalente al 10% por año y pueden ser redimidos por la Compañía sujeto a ciertas condiciones, incluyendo el pago de una prima por pago anticipado. Durante un período de dos años siguientes a la fecha en que se implementó la Transacción de Reestructuración, la Compañía tendrá la opción, si el efectivo no restringido de la Compañía cae por debajo de \$150 millones, para hacer “pagos en especie” con respecto a cualquier interés el pago adeudado en los Bonos de Salida a una tasa 14% anual.
- En la implementación de la Transacción de Reestructuración, el Financiamiento DIP del Patrocinador del Plan será intercambiado por aproximadamente 29,3% de la totalidad de acciones ordinarias *fully-dilluted* de la Compañía reorganizada.

- Las obligaciones con los acreedores de la Compañía (conjuntamente, los “**Acreedores Afectados**”) en relación con aproximadamente \$4,1 millardos de Bonos Senior no garantizados, aproximadamente \$1,2 millardos de obligaciones bajo sus facilidades de crédito y otras obligaciones de los acreedores no garantizados de la Compañía (pero excluyendo a acreedores no garantizados de las Subsidiarias de Pacific), serán extinguidas a cambio de aproximadamente 58,2% de las acciones ordinarias de la Compañía reorganizada (que se pagarán a prorrata con independencia del 2,2% de las acciones ordinarias de la Compañía reorganizada, asignados a partir de cantidades que de otra forma correspondería pagar a los titulares de los Bonos Senior no garantizados (la “**Compensación de los Acreedores Afectados**”). Este 2,2% de la Compañía reorganizada será pagado a los tenedores de los Bonos Senior no garantizados que, entre otras cosas, firmaron un acuerdo soporte, o una adhesión al mismo, antes del 6 de mayo de 2016.
- Los Acreedores Afectados tendrán la oportunidad de recibir efectivo a cambio de algunas o todas las acciones ordinarias de la compañía reorganizada, que de lo contrario hubiesen tenido derecho a recibir, sujeto a los términos y limitaciones de una elección de efectivo disponible en el marco de la Transacción de Reestructuración.
- Las acciones comunes de la Compañía serán consolidadas sobre una base de la acción post-consolidación por cada 100.000 acciones ordinarias en circulación inmediatamente antes de la consolidación y cualquier acción común fraccionada será redondeada hacia abajo al número entero más cercano sin contraprestación alguna.
- La Transacción de Reestructuración estará sujeta a ciertas condiciones incluyendo la aprobación de los acreedores y la Corte, la cual será solicitada como parte del proceso de reestructuración supervisado por la corte.
- Al completarse la Transacción de Reestructuración, se espera que las acciones ordinarias “fully diluted” de la Compañía reorganizada, antes de tomar en cuenta el efecto: (i) del ejercicio de la Oferta de Salida en Efectivo, por parte de cualquiera de los Acreedores Afectados; o (ii) de cualquier distribución de la Consideración de los Bonistas que Apoyan la Transacción (según se describe más abajo), se distribuirán de la siguiente manera:

Catalyst (incluyendo su condición de proveedor de la Financiación DIP)	29,3%
Acreedores que Financian la Transacción	12,5%
Acreedores Afectados	58,2%

- La Transacción de Reestructuración tendrá como resultado una reducción neta de la deuda de la Compañía de aproximadamente \$5 millardos y una reducción neta del gasto anual en intereses de aproximadamente \$258 millones. Una vez se complete la Transacción de Reestructuración, los nuevos bonos con garantía por \$250 millones serán la única deuda a largo plazo en la estructura de capital de la Compañía, salvo por los leasing de capital y las facilidades para la emisión de cartas de crédito o las actividades de cobertura.
- Las operaciones de la Compañía continuarán normalmente y sin interrupciones.

El 3 de mayo de 2016, la Superintendencia de Sociedades de Colombia (La “**Superintendencia**”) aumentó el nivel de supervisión y monitoreo sobre las sucursales colombianas de las siguientes compañías: (i) Meta Petroleum Corp., (ii) Pacific Stratus Energy, Colombia Corp., (iii) Petrominerales Colombia Corp., y (iv) Grupo C&C Energía (Barbados) Ltd. (en conjunto las “**Sucursales Colombianas**”), sometiéndolas formalmente al nivel de “control” de conformidad con una resolución proferida por la Superintendencia en el curso del expediente 36241 (la “**Resolución**”).

El 13 de Julio de 2016, la Compañía radicó en SEDAR (Canadá) y SIMEV (Colombia) el material de la reunión (la “**Reunión de los Acreedores**”) con ciertos Acreedores Afectados la cual se llevará a cabo el 17 de agosto de 2016, incluyendo una circular informativa y declaración de poder fechada el 8 de julio de 2016 (la “**Circular**”). La Compañía ha enviado los materiales de la reunión a los Acreedores Afectados, preparados en conexión con la Transacción de Reestructuración. La Transacción de Reestructuración tiene el respaldo de los acreedores (quienes tienen, sujeto a ciertos términos y condiciones, derecho a voto en favor de la Transacción de Reestructuración) que poseen aproximadamente el 79% de las obligaciones de la Compañía para con los tenedores de bonos y prestamistas de las líneas de crédito de la Compañía.

El 22 de junio de 2016, la Compañía cerró la Financiación DIP por la suma de \$500 millones, menos un descuento inicial emitido -original issue discount-, con (i) ciertos tenedores de Bonos Senior no garantizados de la Compañía, y (ii) Catalyst. Adicionalmente, la Compañía suscribió una nueva facilidad de crédito para cartas de crédito por \$115,5 millones con ciertos prestamistas bajo las facilidades de crédito existentes de la Compañía.

Temas Destacados del Segundo Trimestre del 2016

Resumen Financiero y Operativo

(en miles de dólares US\$ excepto cifras por acción o según se indique)	T2 2016	T1 2016	T2 2015
Actividades Operativas			
Volumen de ventas promedio (bpe/d)	110.024	120.567	143.225
Ventas promedio crudo y gas (bpe/d)	109.736	120.220	132.417
Ventas promedio de crudo comercializado (bbl/d)	288	347	10.808
Promedio producción neta (bpe/d)	127.951	142.337	152.428
Promedio producción neta crudo (bbl/d)	118.526	131.856	144.455
Promedio producción neta gas (bpe/d)	9.425	10.481	7.973
Precio combinado (\$/bpe)	37,60	41,67	53,72
Netback combinado (\$/bpe)	17,34	21,83	32,64
Costo operativo combinado (\$/bpe)	20,26	19,84	21,08
Inversión en bienes de capital	48.349	18.804	185.043
Financieros			
Ventas totales de crudo y gas y crudo comercializado(\$)	376.403	456.831	702.733
EBITDA ajustado ⁽¹⁾	100.356	163.712	307.265
Margen EBITDA ajustado (EBITDA Ajustado/Ingresos)	27%	36%	44%
Por acción - básica (\$) ⁽²⁾	0,32	0,52	0,98
Flujo de fondos de las operaciones ⁽¹⁾	(6.947)	143.102	168.546
Margen del Flujo de fondos de operaciones (flujo de fondos operacional/Ingreso)	(2)%	31%	24%
Por acción - básica (\$) ⁽²⁾	(0,02)	0,45	0,54
Pérdida neta de operaciones antes de deterioro y gastos de exploración	(88.178)	(80.454)	(101.949)
Pérdida neta ⁽³⁾	(118.654)	(900.949)	(226.377)
Por acción - básica (\$) ⁽²⁾	(0,38)	(2,86)	(0,72)

1. Ver "Mediciones Financieras Adicionales" en la página 36.

2. El número básico promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para los trimestres finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015 fue de 315.021.198 y 313.255.053, respectivamente.

3. Pérdidas netas atribuibles a los titulares del capital accionario de la casa matriz.

Tres Meses Finalizados Junio 30

	2016			2015		
	Crudo & Gas	Crudo Comercializado	Total	Crudo & Gas	Crudo Comercializado	Total
Volumen vendido (bpe/d)	109.736	288	110.024	132.417	10.808	143.225
Precio promedio de realización (\$/bpe)	37,60	36,79	37,59	53,72	56,29	53,92
Resultados financieros (en miles de dólares US\$)						
Ingresos	375.438	965	376.403	647.367	55.366	702.733
Costos de operación	202.220	665	202.885	254.025	52.747	306.772
Costo de producción y compra de barriles vendidos	87.069	665	87.734	115.055	52.747	167.802
Costo de transporte (camiones y oleoducto) ⁽¹⁾	111.941	-	111.941	156.325	-	156.325
Costo de dilución	19.954	-	19.954	22.466	-	22.466
Otros costos (incluye regalías pagadas en efectivo)	(16.599)	-	(16.599)	7.697	-	7.697
Overlift/underlift	(145)	-	(145)	(47.518)	-	(47.518)
Margen bruto	173.218	300	173.518	393.342	2.619	395.961

1. Para el segundo trimestre de 2016 y 2015, el costo del transporte de un bpe incluye la participación de la Compañía en los ingresos de las inversiones patrimoniales en los oleoductos ODL Finance S.A. ("ODL") y Oleoducto Bicentenario de Colombia ("Bicentenario") del orden de \$17,4 millones y \$10,1 millones respectivamente. Para mayor información ver Nota 15 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

Resultados

Operacional

- Durante los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016, la Compañía registró una producción neta promedio diaria después de regalías de 127.951 bpe/d, un descenso del 16% en comparación con los 152.428 bpe/d reportados en el mismo periodo del 2015. Esto es atribuible principalmente a la declinación natural causada por la disminución de las actividades de perforación como resultado de las actuales condiciones de mercado. La reducción en la producción es también el resultado de menores inversiones debido a la terminación del contrato en el campo Rubiales y a la suspensión de producción en el Bloque 192 en Perú, debido a la ruptura en los oleoductos.
- Durante el segundo trimestre del 2016, la Compañía continuó optimizando sus operaciones para reducir costos. La Compañía alcanzó un costo operativo combinado de \$21,93/bpe y costos operativos totales combinados (incluyendo overlift y otros costos) de \$20,26/bpe, en comparación con los \$24,38/bpe y \$21,08/bpe, respectivamente, registrados durante el mismo periodo del 2015. En el primer trimestre del 2016, los costos operativos combinados totales fueron \$19,84/bpe.
- El 30 de junio de 2016, los campos Rubiales y Pirirí fueron devueltos a Ecopetrol S.A. ("Ecopetrol") al vencimiento de los acuerdos de operación conjunta.

Financiero

- Los ingresos se redujeron a \$376 millones en comparación con los \$457 millones del primer trimestre del 2016, lo cual refleja los menores volúmenes vendidos durante el trimestre. Los ingresos descendieron \$327 millones en comparación con los \$703 millones percibidos durante el segundo trimestre del 2015, principalmente como resultado de los menores precios de realización.
- Las ventas promedio de petróleo y gas (incluyendo la comercialización) para el segundo trimestre de 2016 fueron del orden de 110.024 bpe/d, un 23% menos que los 143.225 bpe/d vendidos en el segundo trimestre de 2015.

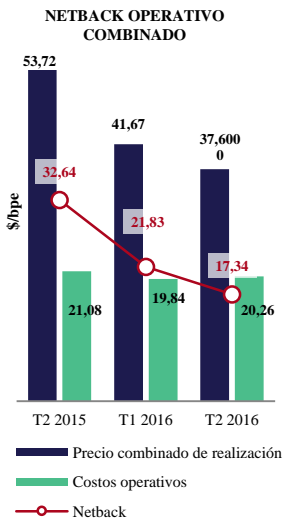
- El netback operativo combinado de petróleo y gas para el trimestre fue de \$17,34/bpe, una reducción del 47% en comparación con los \$32,64/bpe reportados en el segundo trimestre del 2015. Este descenso se atribuye principalmente a la reducción de los precios del mercado de petróleo crudo, y a las menores ventas registradas durante el trimestre. El precio de venta promedio de la Compañía por barril de petróleo crudo y gas natural fue de \$37,60/bpe para el trimestre, menor en comparación con los \$53,72/bpe, que se registraron en el mismo periodo del 2015.
- El EBITDA Ajustado del trimestre fue de \$100 millones menor en un 67% en comparación con lo reportado en el mismo periodo del 2015.
- Los gastos Generales y Administrativos (“G&A”) disminuyeron a \$38 millones en el segundo trimestre del 2016 en comparación con los \$51 millones reportados durante el mismo periodo del 2015, como resultado de que la Compañía continua controlando el G&A y todo gasto o actividad no esencial, en vista de la disminución de los precios del petróleo.
- La pérdida neta del periodo fue de \$119 millones, debido principalmente a \$48 millones de costos relacionados con la reestructuración y gastos de deterioro y exploración por \$23 millones.
- Las inversiones totales en bienes de capital se redujeron a \$48 millones en el segundo trimestre del 2016 en comparación con los \$185 millones del mismo periodo del 2015.

Supuesto de Negocio en Marcha

- El 27 de abril de 2016, la Compañía obtuvo una Orden Inicial de la Corte bajo el CCCA, el cual (i) autoriza a las Entidades Solicitantes iniciar un procedimiento de reestructuración supervisada por la corte con respecto a la Transacción de Reestructuración; (ii) proporciona protecciones para permitir las operaciones normales de las Entidades Solicitantes mientras se consuma la Transacción de Reestructuración con ciertos tenedores de bonos, los prestamistas y The Catalyst Capital Group Inc.; y (iii) aprueba el Financiamiento DIP, todo ello como parte de la Transacción de Reestructuración.
- No hay certeza sobre la capacidad de la Compañía de reestructurar de manera exitosa sus deudas a largo plazo en virtud de la Transacción de Reestructuración y reformar los acuerdos operacionales necesarios para eliminar los “Covenants” de calificación crediticia si continúan los precios bajos del petróleo y, en consecuencia, existen incertidumbres importantes que pueden aportar dudas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Para obtener más información, ver la Nota 2 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

3 Netback Operativo

Nuestros costos operativos continúan disminuyendo en el 2016 como resultado de la estrategia de racionalización de los costos de producción y la optimización de las operaciones en campo



Netback Operativo – Crudo y Gas

Netbacks operativos combinados durante los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016 y el 31 de marzo de 2016, se resumen a continuación:

	Tres Meses Finalizados Junio 30			Tres Meses Finalizados Marzo 31		
	2016			2016		
	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado
Promedio de volúmenes diarios vendidos (bpe/día) ⁽¹⁾	100.778	8.958	109.736	110.010	10.210	120.220
Netback operativo (\$/bpe)						
Precio de venta de crudo y gas natural	38,77	24,44	37,60	43,20	25,29	41,67
Costo de producción de barriles vendidos ⁽²⁾	9,24	2,81	8,72	9,36	3,54	8,86
Transporte (camiones y oleoducto) ⁽³⁾	12,15	0,60	11,21	13,48	(0,05)	12,32
Costo de dilución	2,18	-	2,00	2,60	-	2,38
Total costos operativos	23,57	3,41	21,93	25,44	3,49	23,56
Otros costos ⁽⁴⁾	(1,81)	-	(1,66)	(0,60)	-	(0,55)
Overlift/Underlift ⁽⁵⁾	-	(0,13)	(0,01)	(3,45)	(0,17)	(3,17)
Total costos operativos incluyendo overlift/underlift, regalías pagadas en efectivo y otros costos	21,76	3,28	20,26	21,39	3,32	19,84
Netback operativo de crudo y gas (\$/bpe)	17,01	21,16	17,34	21,81	21,97	21,83

1. La información del netback operativo combinado se basa en el volumen promedio ponderado diario vendido, el cual incluye los diluentes necesarios para la mezcla del crudo pesado, excluye el volumen de crudo comercializado.
2. Los costos de producción principalmente incluyen costo de levantamiento y otros costos directos de producción tales como consumo de combustibles, energía tercerizada, transporte de fluido (crudo y agua), gastos de personal y regalías pagadas en efectivo, entre otros.
3. Incluye los costos de transporte de crudo y gas por medio de oleoductos y carro tanques incurridos por la Compañía para llevar los productos al punto de entrega al cliente, costo de almacenaje y mantenimiento de vías externas de los campos. Para los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015, los costos de transporte incluyen la participación de la Compañía en los ingresos de las inversiones patrimoniales en los oleoductos ODL y Bicentenario.
4. Otros costos corresponden principalmente a la fluctuación de inventarios y el efecto neto de las coberturas de las divisas de los gastos operativos incurridos en pesos colombianos durante la segunda mitad del 2015.
5. Corresponde al efecto neto de la posición del overlift por \$0,1 en gastos durante el segundo trimestre del 2016 (gasto de \$48 millones para el segundo trimestre del 2015).

Durante el segundo trimestre del 2016, el precio promedio combinado realizado por la Compañía se redujo, al pasar de los \$41,67/bpe en el primer trimestre del 2016, a \$37,60/bpe, debido principalmente a las ganancias realizadas en la cobertura de precios del orden de \$14,77/bpe durante el primer trimestre del 2016. El precio de realización del petróleo descendió de un promedio de \$43,20/bbl en el primer trimestre de 2016 a un promedio de \$38,77/bbl.

Después de adaptarse al nuevo ambiente de precios bajos del petróleo en el 2015, la Compañía continúa optimizando sus operaciones con el fin de mantener la eficiencia de costos. Los costos operativos totales, incluyendo costos de producción, transporte y dilución descendieron de \$23,56/bpe en el primer trimestre de 2016 a \$21,93/bpe en el segundo trimestre del 2016. Los costos operativos combinados totales aumentaron de \$19,84/bpe en el primer trimestre del 2016 a un promedio de \$20,26/bpe en el segundo trimestre del 2016, debido principalmente a la compensación de overlift realizada durante el primer trimestre del 2016. El aumento en el costo unitario es principalmente el resultado de los menores volúmenes vendidos durante el periodo. Durante el segundo trimestre del 2016, se presentaron interrupciones en el Oleoducto Bicentenario durante 29 días. Sin embargo la Compañía contrató la capacidad operacional disponible en el oleoducto OCENSA a costos unitarios comparables.

A continuación se resumen los netback operativos combinados del segundo trimestre del 2016 y 2015:

	Tres Meses Finalizados Junio 30					
	2016			2015		
	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado
Promedio de volúmenes diarios vendidos (bpe/día) ⁽¹⁾	100.778	8.958	109.736	124.416	8.001	132.417
Netback operativo (\$/bpe)						
Precio de venta de crudo y gas natural	38,77	24,44	37,60	55,04	33,34	53,72
Costo de producción de barriles vendidos ⁽²⁾	9,24	2,81	8,72	9,89	4,28	9,55
Transporte (camiones y oleoducto) ⁽³⁾	12,15	0,60	11,21	13,76	0,85	12,97
Costo de dilución	2,18	-	2,00	1,98	-	1,86
Total costos operativos	23,57	3,41	21,93	25,63	5,13	24,38
Otros costos ⁽⁴⁾	(1,81)	-	(1,66)	0,67	0,07	0,64
Overlift/Underlift ⁽⁵⁾	-	(0,13)	(0,01)	(4,20)	0,10	(3,94)
Total costos operativos incluyendo overlift/underlift, regalías pagadas en efectivo y otros costos	21,76	3,28	20,26	22,10	5,30	21,08
Netback operativo de crudo y gas (\$/bpe)	17,01	21,16	17,34	32,94	28,04	32,64

Nota: ver tabla del netback operativo en la página 8.

Para el segundo trimestre del 2016, el netback operativo combinado de crudo y gas fue de \$17,34/bpe, \$15,30/bpe menos en comparación con el mismo periodo del 2015 (\$32,64/bpe), y específicamente el netback operativo del crudo fue de \$17,01/bbl, \$15,93/bbl menos en comparación con el mismo periodo del 2015 (\$32,94/bbl). La reducción en el netback se atribuye totalmente a la caída de los precios del crudo, una situación que dio como resultado menores precios de realización del orden de \$37,60/bpe de manera combinada para los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016 en comparación con los \$53,72/bpe reportados en el mismo periodo del 2015. Al mismo tiempo la Compañía logró una reducción significativa en los costos operativos totales (incluyendo overlift/underlift y otros costos) de \$0,82/bpe a \$20,26/bpe. Las reducciones en los costos de campo se lograron por medio de un número de iniciativas, incluyendo la optimización de la fuerza laboral.

Netback de la Comercialización

Crudo Comercializado	Tres Meses Finalizados		
	Junio 30		Marzo 31
	2016	2015	2016
Volumen promedio diario de ventas (bbl/d)	288	10.808	347
Netback operativo (\$/bbl)			
Precio de venta crudo comercializado	36,79	56,29	28,95
Costo de compra de crudo comercializado	25,35	53,63	26,61
Netback operativo de crudo comercializado (\$/bbl)	11,44	2,66	2,34

En el segundo trimestre del 2016, la Compañía comercializó un promedio de 288 bbl/d en comparación con los 10.808 bbl/d comercializados en el mismo periodo del 2015. El netback promedio de los volúmenes comercializados en el segundo trimestre de 2016 fue de \$11,44/bbl, (un margen bruto de \$0,3 millones) en contraste con el netback obtenido en el mismo periodo del 2015 de \$2,66/bbl (con un margen bruto de \$2,6 millones). La caída en los volúmenes vendidos en el 2016, se atribuye principalmente a la reducción de la producción de petróleo en Colombia, lo cual permite que otros comercializadores utilicen la capacidad disponible en los oleoductos para ser más competitivos.

La naturaleza del negocio de comercialización de crudo para la Compañía es de oportunidad y a menudo depende de la capacidad disponible bajo nuestros acuerdos de transporte por oleoducto. La habilidad de la Compañía para adquirir crudo con propósitos de comercialización le permite utilizar cualquier capacidad disponible y compensar las tarifas de los acuerdos “take or pay”.

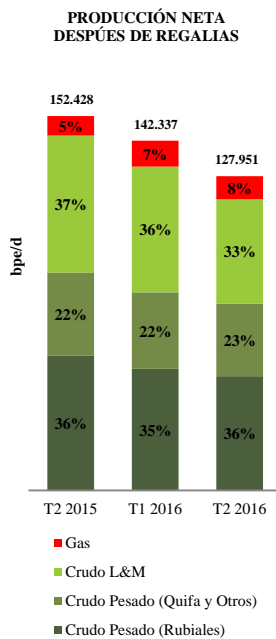
4 Resultados Operativos

Informe de Producción y Desarrollo

Durante el segundo trimestre del 2016, la producción neta después de regalías y del consumo interno totalizó 127.951 bpe/d, un descenso de 14.386 bpe/d (10%) en comparación con la producción neta promedio de 142.337 bpe/d reportada en el primer trimestre del 2016.

Durante el segundo trimestre del 2016, la producción de crudo liviano y mediano totalizó 42.453 bbl/d, un descenso del 10% con respecto al primer trimestre del 2016. El descenso se atribuye principalmente al declive natural de los campos petroleros de los Llanos los cuales no han sido sostenidos por medio de actividades de perforación; adicionalmente la producción de Perú disminuyó principalmente como resultado de la suspensión de operaciones en el Bloque 192. La producción de petróleo pesado en Quifa y otros campos también descendió en un 4% durante el segundo trimestre del 2016 en comparación con el trimestre anterior. La producción de petróleo mediano y liviano, y de petróleo pesado (excluyendo la producción del campo Rubiales) ahora representa el 33% y el 23% respectivamente de la producción total de petróleo y gas.

La siguiente tabla resalta la producción diaria promedio proveniente de todos los campos productores de la Compañía localizados en Colombia y Perú



Producción del Segundo Trimestre del 2016

Campos productores en Colombia	Producción Promedio Anual (en bpe/d)						
	Producción total del campo		Participación antes de regalía ⁽¹⁾		Participación neta después de regalías		
	T2 2016	T2 2015	T2 2016	T2 2015	T2 2016	T1 2016	T2 2015
Rubiales / Piriri	137.747	163.815	58.104	68.697	46.483	49.486	54.958
Quifa SO ⁽²⁾	49.046	56.192	29.133	33.367	26.430	27.551	29.906
	186.793	220.007	87.237	102.064	72.913	77.037	84.864
Otros Campos en Colombia							
Crudo liviano y mediano ⁽³⁾	44.938	59.117	42.383	56.229	40.352	45.202	52.249
Gas ⁽⁴⁾	10.476	8.788	9.425	7.973	9.425	10.481	7.973
Crudo pesado ⁽⁵⁾	4.419	5.844	3.302	3.989	3.160	3.533	3.808
	59.833	73.749	55.110	68.191	52.937	59.216	64.030
Total producción Colombia	246.626	293.756	142.347	170.255	125.850	136.253	148.894
Campos Productores en Perú							
Crudo liviano y mediano ⁽⁶⁾	5.223	7.592	2.101	3.534	2.101	6.084	3.534
	5.223	7.592	2.101	3.534	2.101	6.084	3.534
Total Producción Colombia y Perú	251.849	301.348	144.448	173.789	127.951	142.337	152.428

- La participación antes de regalías es neta del consumo interno del campo y antes del PAP del campo Quifa SO.
- La participación de la Compañía antes de regalías en el campo Quifa SO es del 60% y disminuye según una cláusula de precios altos (PAP) la cual asigna producción adicional a Ecopetrol.
- Principalmente incluye Cubiro, Cravoviejo, Casanare Este, Canaguaro, Guatiquia, Casimena, Corcel, CPI Neiva, Cachicamo, Arrendajo y otros campos productores.
- Incluye los campos La Creciente, Dindal / Río Seco, Cerrito y Guama.
- Incluye los campos Cajua, Sabanero, CPE-6, Río Ariari, Prospecto S y Prospecto D. Sujeto a la aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH"), la Compañía está en el proceso de adquisición de la participación restante del 50% en el campo CPE-6.
- Incluye el Bloque 192 operado desde el 30 de agosto de 2015, con 12.000 bbl/d de producción bruta bajo condiciones normales.

Colombia

La Compañía continúa operando pozos e instalaciones con el fin de maximizar la producción mientras al mismo tiempo minimiza los gastos en bienes de capital. La producción neta después de regalías en Colombia fue de 125.850 bpe/d (246.626 bpe/d producción total del campo) para el segundo trimestre del 2016, una reducción en comparación con los 148.894 bpe/d (293.756 bpe/d producción total del campo) en el mismo periodo de 2015, un 8% menos en comparación con los 136.253 bpe/d del primer trimestre del 2016 (267.684 bpe/d producción total del campo).

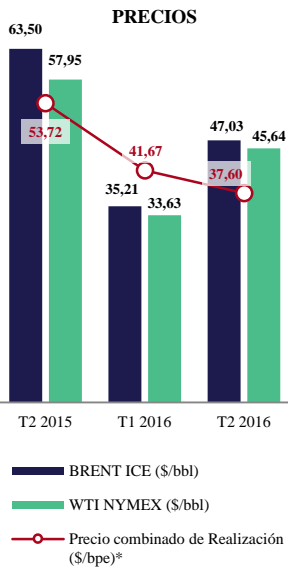
La reducción en producción en el campo Rubiales se debió principalmente al declive natural del campo. Los campos Rubiales y Pirirí fueron retornados a Ecopetrol al vencimiento de los acuerdos de operación conjunta el 30 de junio de 2016. La Compañía y Ecopetrol suscribieron un acuerdo de terminación para la devolución de los campos Rubiales y Pirirí, y continúan negociando la conclusión de ciertas obligaciones pendientes. De conformidad con el contrato Rubiales-Pirirí, todos los activos fijos localizados en el campo son transferidos a Ecopetrol incluyendo la operación del campo sin contraprestación alguna. Ambas partes han acordado suscribir un acuerdo de liquidación para la transición fluida de la operación, con ciertos ajustes que se concluirán en el futuro cercano, incluyendo el ajuste del volumen de producción, inventario, transferencia de materiales, y ciertas obligaciones de abandono.

Perú

La producción de la Compañía en el Perú consiste de una participación del 49% en el Bloque Z-1, una participación del 30% en el descubrimiento Los Ángeles en el Bloque 131 y al contrato de operación del Bloque 192. La producción neta después de regalías del segundo trimestre del 2016 fue de 2.101 bbl/d, lo cual representa una reducción del 65% con respecto a los 6.084 bbl/d reportados en el primer trimestre del 2016, debido principalmente a la suspensión de operaciones en el Bloque 192 ocasionado por la ruptura en el mes de febrero del oleoducto NorPeruano.

Ventas, Comercialización y Sistema de Precios

La siguiente tabla presenta el promedio diario de crudo y gas disponible para la venta, y los respectivos precios de realización y los precios internacionales:



* Excluye la comercialización

Colombia y Perú	Promedio Volumen de Ventas y Precios		
	T2 2016	T1 2016	T2 2015
Crudo (bbl/d)	101.855	111.188	127.738
Gas (bpe/d)	8.958	10.210	8.001
Crudo comercializado (bbl/d)	288	347	10.808
Total barriles vendidos (bpe/d)	111.101	121.745	146.547
Ventas de activos E&E (bpe/d) ⁽¹⁾	(1.077)	(1.178)	(3.322)
Barriles netos vendidos (en bpe/d)	110.024	120.567	143.225
Precios de Realización			
Precio de realización de crudo (\$/bbl)	38,77	43,20	55,04
Precio de realización de gas (\$/bpe)	24,44	25,29	33,34
Precio de realización combinado crudo y gas \$/bpe (excluye comercializado)	37,60	41,67	53,72
Precio de realización crudo comercializado (\$/bbl)	36,79	28,95	56,29
Precio Referencia Mercado			
WTI NYMEX (\$/bbl)	45,64	33,63	57,95
ICE BRENT (\$/bbl)	47,03	35,21	63,50
Precio regulado Guajira Gas (\$/MMBtu) ⁽²⁾	5,93	5,93	5,08
Precio promedio gas natural Henry Hub (\$/MMBtu)	2,25	1,98	2,74

- Incluye las ventas provenientes de los activos de exploración y evaluación.
- Las ventas domésticas de gas natural tiene como referencia el precio del mercado Market Reference Price ("MRP") para el gas producido en el campo La Guajira. Referencia: Circulares oficiales 002 y 090 del 2014, Comisión de Regulación de Energía y Gas ("CREG"), y la información de los resultados del proceso de comercialización 2015 por el operador del mercado según se define en CREG Resolución 089 del 2013.

Durante los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016, las ventas promedio de crudo y gas (incluyendo la comercialización) totalizaron 110.024 bpe/d, un descenso del 23% en comparación con la cifra de 143.225 bpe/d registrada en el mismo periodo del 2015, principalmente debido a los declives naturales de la producción de petróleo.

El precio combinado de realización del petróleo crudo y gas para los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016 fue de \$37,60/bpe, \$16,12/bpe menos en comparación con el mismo periodo del 2015.

Durante el segundo trimestre del 2016, el precio del WTI NYMEX cayó en \$12,31/bbl (21%) a un promedio de \$45,64/bbl en comparación con el promedio de \$57,95/bbl en el mismo periodo del 2015. Igualmente, el precio del ICE BRENT disminuyó en \$16,47/bbl (26%) a un promedio de \$47,03/bbl en comparación con un promedio de \$63,50/bbl en el mismo periodo del 2015.

5

Resultados Financieros

Ingresos

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Ventas netas de crudo y gas	\$ 375.438	\$ 647.367	\$ 831.354	\$ 1.379.679
Ingreso por crudo comercializado	965	55.366	1.880	122.902
Total ventas	\$ 376.403	\$ 702.733	\$ 833.234	\$ 1.502.581
\$ por bpe crudo y gas	37,60	53,72	39,73	51,36
\$ por bbl crudo comercializado	36,79	56,29	32,52	51,62
\$ Total ingreso promedio por bpe	37,59	53,92	39,71	51,39

El siguiente es un análisis de los generadores de ingresos por precio y volumen del segundo trimestre del 2016 en comparación con el mismo periodo del 2015:

	Tres Meses Finalizados Junio 30			
	2016	2015	Diferencia	% Cambio
Total de bpe vendidos (Mbpe)	10.012	13.033	(3.021)	(23)%
Precio promedio combinado - crudo, gas y crudo comercializado (\$/bpe)	37,59	53,92	(16,33)	(30)%
Total Ingresos	\$ 376.403	\$ 702.733	\$ (326.331)	(46)%

Generadores en la disminución del ingreso:

Debido al volumen	\$ (162.904)	50%
Debido al precio	(163.427)	50%
\$ (326.331)		

Los ingresos durante el segundo trimestre del 2016 fueron del orden de \$376 millones, un descenso del 46% en comparación con los ingresos del mismo periodo del 2015 de \$703 millones. Este descenso es el resultado de los menores precios de realización y los menores volúmenes vendidos.

Los ingresos de los seis meses finalizados el 30 de junio de 2016 fueron \$833 millones, una reducción del 45% en comparación con el mismo periodo del 2015, cuando se registraron ingresos del orden de \$1.503 millones.

Costos Operativos

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Costo de producción de barriles vendidos	\$ 87.069	\$ 115.055	\$ 184.022	\$ 245.780
Por bpe	8,72	9,55	8,79	9,15
Costos de transporte ⁽¹⁾	111.941	156.325	246.779	322.196
Por bpe ⁽¹⁾	11,21	12,97	11,80	11,99
Costo de dilución	19.954	22.466	45.953	47.709
Por bpe	2,00	1,86	2,20	1,78
Otros costos	(16.599)	7.697	(22.575)	20.688
Por bpe	(1,66)	0,64	(1,08)	0,77
Overlift/underlift	(145)	(47.518)	(34.835)	13.287
Por bpe	(0,01)	(3,94)	(1,66)	0,49
Costos operativos	202.220	\$ 254.025	419.344	\$ 649.660
Promedio costos operativos por bpe	\$ 20,26	\$ 21,08	\$ 20,05	\$ 24,18
Tarifa take or pay Bicentenario por la capacidad de transporte interrumpido	18.058	27.492	43.449	30.277
Por bpe	1,81	2,28	4,13	2,47
Costo compra de crudo comercializado	665	52.747	1.506	116.763
Por bbl	25,35	53,63	51,96	99,45
Costos Totales	\$ 220.943	\$ 334.264	\$ 464.299	\$ 796.700

1. Para los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015, los costos de transporte en base a un bpe incluyen la participación de la Compañía en los \$17,4 y \$10,1 millones respectivamente, en ingresos de las inversiones de capital en los oleoductos ODL y Bicentenario. Ver la Nota 15 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos para mayor información.

Los costos operativos del segundo trimestre del 2016 totalizaron \$221 millones, incluyendo la participación de la Compañía por \$17,4 millones en ingresos de las inversiones de capital en los oleoductos ODL y Bicentenario y \$18 millones (\$1,81/bpe) en tarifas netas “Take or Pay” canceladas al Bicentenario cuando la capacidad no estuvo disponible. Cuando el oleoducto Bicentenario estuvo suspendido durante 29 días debido a problemas de seguridad, la Compañía utilizó una combinación de capacidad disponible en el oleoducto OCENSA y transporte en carro tanques para movilizar el petróleo a los puertos de exportación. Para el segundo trimestre de 2016, los costos operativos totales fueron del orden de \$221 millones, un descenso del 34% en comparación con los \$334 millones del mismo periodo del 2015.

La reducción en costos fue el resultado de las estrategias de optimización de costos adoptadas en respuesta al ambiente de precios bajos del crudo.

Adicionalmente, los costos de compra del crudo para comercialización disminuyeron de \$53 millones en el segundo trimestre del 2015 a \$1 millón en el segundo trimestre del 2016, debido principalmente al menor volumen de ventas.

Agotamiento, Depreciación y Amortización

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Agotamiento, depreciación y amortización	\$ 145.891	\$ 397.739	\$ 376.483	\$ 804.158
\$/bpe vendido (producción propia)	14,61	33,01	17,99	29,94

Los costos de DD&A para el segundo trimestre del 2016 fueron del orden de \$146 millones en comparación con los \$398 millones registrados en el mismo periodo del 2015. El descenso del 63% se debió principalmente al menor valor contable de las propiedades de petróleo y gas como resultado del deterioro reconocido durante el 2014, 2015 y el primer trimestre del 2016. El DD&A unitario para el segundo trimestre del 2016 fue de \$14,61/bpe, un 56% menos que la cifra de \$33,01/bpe reportada en el mismo periodo del 2015. Durante la primera mitad del 2016, los activos de petróleo y gas se depreciaron sobre las reservas probadas de la Compañía (2015: las reservas probadas y probables).

Deterioro y Gastos Exploratorios

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Deterioro y gastos exploratorios	\$ 22.788	\$ -	\$ 689.686	\$ 448.967

La Compañía evalúa al final de cada periodo del informe si existen indicios provenientes de fuentes de información, tanto internas como externas, de que un activo o unidad generadora de efectivo (“UGE”) puedan estar deteriorados. La información que la Compañía toma en consideración incluye los cambios en el mercado, el ambiente económico y legal en el cual opera la Compañía y que están fuera de su control y que afectan el monto recuperable de las propiedades de exploración y evaluación de petróleo y gas.

Las pruebas de deterioro realizados por la Compañía para el petróleo y gas y los activos de evaluación y exploración se desarrolla a nivel de UGE. El valor recuperable se calcula con base en el más alto entre el valor en uso y el valor razonable menos el costo de venta. Para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, el monto recuperable se determinó con base en el valor razonable menos el costo de venta (2015: valor en uso).

Al 30 de junio de 2016, como resultado de los indicadores de deterioro, la Compañía reconoció un cargo por deterioro en sus activos de Exploración y Evaluación por \$22,8 millones. El deterioro reconocido durante el periodo se refiere a la limitada capacidad de la Compañía para financiar futuros activos de exploración y evaluación.

Para los seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía registró un cargo total por deterioro de \$689,7 millones, según se presenta en detalle a continuación:

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Propiedades de petróleo y gas (D&P)				
Propiedades en Colombia (Central UGE)	\$ -	\$ -	\$ 503.004	\$ -
Propiedades en Peru	-	-	70.000	-
Planta y equipo (PP&E)	-	-	30.994	-
Propiedades de exploración y evaluación (E&E)				
Colombia	4.134	-	4.300	112.000
Belize	186	-	368	-
Peru	664	-	9.427	33.000
Brazil	17.789	-	18.713	35.000
Papua New Guinea	-	-	-	13.000
Otros	-	-	18	8.000
Total impacto por deterioro D&P, PP&E and E&E	\$ 22.773	\$ -	\$ 636.824	\$ 201.000
Deterioro otros activos	-	-	52.595	-
Goodwill asignado en Colombia	-	-	-	237.009
Total deterioro	\$ 22.773	\$ -	\$ 689.419	\$ 438.009

Durante el primer trimestre del 2016 y como resultado de la Transacción de Reestructuración celebrada el 19 de abril de 2016 (favor ver la sección – “**Transacción de Reestructuración Corporativa**” en la página 1), la Compañía considero que existía un indicio de deterioro al 31 de marzo de 2016. La Compañía realizó una prueba de deterioro del valor en libros de sus activos a largo plazo contra el mayor entre su valor en uso y el valor razonable menos el costo de venta.

El total del deterioro y de los gastos de exploración se resumen a continuación:

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Deterioro	\$ 22.773	\$ -	\$ 689.419	\$ 438.009
Deterioro de activos financieros	15	-	267	10.958
Total deterioro	\$ 22.788	\$ -	\$ 689.686	\$ 448.967

Gastos Generales y Administrativos

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Gastos generales y administrativos	\$ 37.685	\$ 51.104	\$ 71.499	\$ 106.009
\$/bpe vendido	3,76	3,92	3,41	3,63

Los gastos de G&A disminuyeron a \$38 millones en el segundo trimestre del 2016, de los \$51 millones en el mismo periodo del 2015, debido principalmente a la adopción de iniciativas de optimización de costos. Los gastos G&A por bpe se redujeron en \$0,16/bpe a \$3,76/bpe de los \$3,92/bpe registrados en el mismo periodo del 2015.

Costos de Reestructuración

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Costos de reestructuración	\$ 47.940	\$ -	\$ 64.720	\$ -

Durante los tres y seis meses finalizados el 30 de junio de 2016, la Compañía incurrió en costos por un valor de \$47,9 millones y \$64,7 millones relacionados con la firma del Acuerdo de Extensión y el Acuerdo de Reestructuración Integral. Estos costos de reestructuración fueron generados principalmente por el nombramiento de asesores financieros independientes para apoyar las negociaciones en curso y asesorar a todas las contrapartes involucradas.

Gastos Financieros y Diferencia en Cambio

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Gastos financieros	\$ 32.891	\$ 78.117	\$ 101.805	\$ 156.975

Los gastos financieros incluyen las obligaciones financieras de la Compañía, con respecto a préstamos bancarios, Bonos Senior, líneas de créditos rotativos, préstamos de capital de trabajo, arrendamientos financieros y comisiones de las cartas de crédito, netos por ingresos de intereses recibidos. Para los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016, los gastos financieros totalizaron \$33 millones, un descenso en comparación con los \$78 millones registrados en el mismo periodo del 2015. Los Bonos Senior y las facilidades de crédito dejaron de acumular intereses el 27 de abril de 2016, como resultado del otorgamiento de la orden inicial de la corte con respecto a la Transacción de Reestructuración.

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Ganancia (pérdida) por cambio de moneda extranjera	\$ 8.518	\$ (5.414)	\$ 5.179	\$ (41.194)

Las pérdidas o ganancias por diferencia en cambio son primordialmente el resultado del movimiento del peso colombiano (“COP”) versus el dólar americano. Una porción significativa de las inversiones en bienes de capital, gastos operativos, activos y pasivos incurridos por la Compañía son denominados en COP. Durante el segundo trimestre del 2016, el COP se revaluó con respecto al dólar americano en un 3,51% en comparación con la devaluación del 0,35% registrada durante el mismo periodo del 2015. La ganancia por diferencia en cambio para los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016, fue del orden de \$9 millones, en comparación con la pérdida de \$5 millones registrada durante el mismo periodo del 2015.

Gasto por Impuesto Sobre la Renta

(en miles de dólares US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Impuesto sobre la renta corriente	\$ (8.594)	\$ (12.000)	\$ (20.088)	\$ (30.193)
Impuesto sobre la renta diferido	(30)	64.158	1.516	103.845
Total (gasto) recuperacion por impuesto sobre la renta	\$ (8.624)	\$ 52.158	\$ (18.572)	\$ 73.652

La tasa impositiva combinada del impuesto sobre la renta en Canadá fue del 26,5% durante el segundo trimestre del 2016 y 2015.

La tasa impositiva legal en Colombia para el segundo trimestre del 2016 fue del 40% (2015: 39%), la cual incluye la tasa general del impuesto sobre la renta del 25% y el impuesto a la equidad (“CREE”) del 15% (2015: 14%). El Congreso de Colombia promulgó nuevas tasas corporativas de impuesto en la fuente de ingresos del 40% en el 2016, 42% en el 2017, y 43% en el 2018. Al 1 de enero del 2019 la tasa impositiva corporativa será reducida al 34%.

Adicionalmente, el Congreso introdujo un nuevo impuesto temporal al patrimonio basado en el patrimonio neto, efectivo a partir del 1 de enero del 2016, y 2017; al 1,00% y 0,40% respectivamente.

La tasa estatutaria del impuesto sobre la renta en Perú fue del 28% y del 30% para los trimestres finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015 respectivamente. La tasa del impuesto sobre la renta en Perú para el bloque Z-1 fue del 22% para los trimestres finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015. El gobierno peruano instauró importantes reformas tributarias el 31 de diciembre de 2014, incluyendo una reducción en las tasas tributarias corporativas generales del 28% para el 2016, 27% para el 2017 y 2018, y 26% para los años fiscales del 2019 en adelante.

La tasa impositiva efectiva de la Compañía difiere de la tasa estatutaria debido principalmente a lo siguiente:

- Gastos que no son deducibles para propósitos tributarios (tales como la compensación basada en acciones, pérdidas y ganancias en el cambio de moneda extranjera, y otros gastos no deducibles tanto en Canadá como en Colombia, y las cambios por deterioro en Colombia).
- Gastos corporativos que resultan en pérdidas fiscales trasladables a ejercicios posteriores, pero para las cuales no se han reconocido activos por impuestos diferidos ni recuperaciones por impuestos diferidos. Cuando la Compañía razonablemente puede esperar utilizar esas pérdidas en el futuro, los activos por impuestos diferidos y las correspondientes recuperaciones por impuestos diferidos podrán ser reconocidas, lo cual reduciría los gastos por impuestos a las ganancias.
- Fluctuaciones del cambio de moneda extranjera. La moneda funcional y de reporte de la Compañía es el dólar americano; sin embargo, el cálculo del gasto por impuesto a la renta está basado en los ingresos en la moneda de país de origen; ej., Colombia, donde primordialmente se encuentran localizados los activos de la Compañía. Como resultado, la base impositiva de estos activos esta denominada en COP y los saldos de impuestos diferidos relacionados continuamente se ven sujetos a las fluctuaciones de cambio US-COP para los propósitos de las NIIF.
- La revaluación del peso colombiano frente al dólar americano del 3,51% durante el segundo trimestre del 2016 dio como resultado una recuperación por impuesto a la renta diferido no realizado estimado en \$0,03 millones. En comparación, la Compañía registró \$21,4 millones en gastos de impuestos sobre la renta diferidos no realizados durante el mismo periodo del 2015 como resultado de la devaluación del peso colombiano frente al dólar americano del 0,35%.

Excluyendo el efecto de las fluctuaciones anteriormente mencionadas del cambio de moneda extranjera, la tasa impositiva efectiva de la Compañía fue de (8,8)% y 27,7% para los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015 respectivamente.

(en miles de dólares US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Revaluación (devaluación) de los COP frente al U.S. dólar	3,5%	(4,0)%	7,4%	(8,1)%
Pérdida neta antes de impuesto sobre la renta	97.530	265.463	988.524	1.011.433
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	(8.594)	(12.000)	(20.088)	(30.193)
Impuesto sobre la renta diferido	(30)	64.158	1.516	103.845
Total (gasto) recuperación de impuesto sobre la renta reportado	(8.624)	52.158	(18.572)	73.652
Efecto excluido de devaluación del COP	-	21.476	-	139.143
Total (gasto) recuperación impuesto sobre la renta excluyendo efectos anteriores	(8.624)	73.634	(18.572)	212.795
Tasa efectiva de impuestos excluyendo el efecto de devaluación del COP	(8,8)%	27,7%	(1,9)%	21,1%
Tasa efectiva de impuestos incluyendo el efecto de devaluación del COP	(8,8)%	19,6%	(1,9)%	7,3%

Durante el segundo trimestre del 2016, la Compañía no reconoció impuesto diferido alguno relacionado con la fluctuación en el cambio de moneda extranjera, por lo tanto la Compañía no refleja estas fluctuaciones en el cálculo del impuesto diferido.

El actual impuesto a las ganancias en Colombia totalizó \$20,1 millones en la segunda mitad de 2016 en comparación con los \$30,2 millones en el primer trimestre del 2015. La reducción se atribuye principalmente a los menores ingresos imponible como resultado de la drástica caída de los precios internaciones del petróleo.

El impuesto al patrimonio pagado en el 2016 totalizó \$26 millones. Según la base imponible de la Compañía, esta no hará provisiones para años futuros, de conformidad con la NIC 37 y la CINIIF 21.

Inversiones en Bienes de Capital

(en miles de dolares US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Instalaciones de producción	\$ 15.379	\$ 34.832	\$ 19.826	\$ 60.483
Actividades de exploración	21.994	47.833	22.526	107.117
Facilidades tempranas y otros	867	1.462	2.459	1.849
Perforaciones de desarrollo	6.649	93.331	15.615	213.852
Otros proyectos	3.460	7.585	6.727	27.776
Total inversiones de capital	\$ 48.349	\$ 185.043	\$ 67.153	\$ 411.077

Las inversiones en bienes de capital durante el segundo trimestre del 2016, totalizaron \$48 millones, un descenso de \$137 millones en comparación con los \$185 millones registrados en el segundo trimestre del 2015. Un total de \$15 millones se invirtieron en la expansión y construcción de infraestructura de producción principalmente en los campos Rubiales, Quifa SO, Cubiro, Cravoviejo, La Creciente, Arrendajo, Guama, Corcel, Guatiquia, Neiva, Bloque 131 y el Bloque Z-1; \$22 millones se invirtió en actividades de exploración principalmente en Brasil; \$1 millón fueron invertidos en facilidades y otros; \$7 millones se invirtieron en perforación de desarrollo; y \$3 millones en otros proyectos.

En vista del débil entorno del precio de las mercancías, desde la segunda mitad del 2015 hemos recortado significativamente nuestros programas de inversión en bienes de capital de manera que aproximadamente corresponda con los flujos de efectivo.

Posición Financiera

Deudas e Instrumentos de Crédito

Las siguientes deudas se encuentran pendientes al 30 de junio de 2016.

Bonos Senior No Garantizados

La Compañía mantiene en circulación un numero de Bonos Senior no garantizados, con un capital agregado a pagar de \$4,1 millardos al 31 de diciembre de 2015. Estos Bonos Senior se encuentran en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y son garantizados por las principales subsidiarias operativas de la Compañía. La fecha de vencimiento de los Bonos Senior van desde el 2019 al 2025 y la tasa de interés fluctúa entre el 5,125% y el 7,25%, pagadero semestralmente.

De acuerdo con los contratos que rigen los Bonos Senior, los convenios financieros que prohíben incurrir en deuda adicional por encima de 3,5 veces la deuda consolidada versus el EBITDA, limitan la capacidad de la Compañía a incurrir en deuda adicional, con sujeción a varias excepciones incluyendo ciertas transacciones de refinanciación.

Los Bonos Senior representan casi el 79% de la deuda pendiente de la Compañía.

Los Bonos Senior y las facilidades de crédito dejaron de acumular intereses el 27 de abril de 2016, como resultado del otorgamiento de la orden inicial de la corte con respecto a la Transacción de Reestructuración.

Facilidades de Crédito Rotativo

El 5 de febrero y el 13 de marzo de 2015, la Compañía retiró, \$100 millones y \$900 millones respectivamente del \$1 millardo de la Facilidad de Crédito Rotativo y del Acuerdo de Garantía (la “**Facilidad de Crédito Rotativo**”). La Compañía utilizó el monto retirado para pagar préstamos bancarios a corto plazo por un total agregado de capital de \$383,8 millones.

El 3 de marzo de 2015, la Compañía acordó con su sindicato de prestamistas modificar la Facilidad de Crédito Rotativo. Bajo los términos modificados de la Facilidad de Crédito Rotativo el índice de apalancamiento consolidado permitido a la Compañía (Deuda a EBITDA Ajustado) se incrementó de 3,5:1,0 a 4,5:1,0 con base en un promedio móvil de cuatro trimestres. Los otros dos covenants financieros no fueron modificados, a saber: (1) el mantenimiento de un ratio de cobertura de intereses de más de 2,5; y (2) un patrimonio neto de más de \$1 millardo, calculado como activos totales menos pasivos totales, excepto los de ciertas filiales excluidas, específicamente Pacific Midstream Ltd. y Pacific Infrastructure Ventures Inc.

Bajo los acuerdos de la Facilidad de Crédito Rotativo y las otras facilidades de crédito de la Compañía, los convenios de índice de apalancamiento son “convenios basados en mantenimiento” lo que significa que la Compañía debe mantener el cumplimiento con las métricas financieras (en miles de US\$) con el fin de evitar el incumplimiento técnico en sus acuerdos de préstamo. Para fines prácticos, estos se revisan trimestralmente en base a los últimos doce meses. Si en algún momento, no se cumplen los índices de financiación de deuda, esto podría resultar en una caducidad parcial o total de los plazos de la deuda, restringir la capacidad de la Compañía de asumir deuda adicional o llevar a cabo ciertas operaciones M&A, sujeto a varias excepciones

El 27 de noviembre de 2015, la Compañía acordó con Bladex pagar por adelantado la facilidad de crédito Bladex en la cantidad de \$50,6 millones, y a cambio, Bladex proporciona cartas de crédito por la misma cantidad. Posterior al 31 de diciembre de 2015, la Compañía realizó dos pagos adicionales, el 8 de enero de 2016 por \$17,2 millones y el 3 de febrero de 2016, por \$7,1 millones, momento en el que la facilidad de Bladex fue totalmente pagada y cancelada. Adicionalmente, el 19 de febrero de 2016, el saldo pendiente del bilateral suscrito con el Bank of América se redujo en la cantidad de \$33,4 millones, y el saldo pendiente en virtud de esta facilidad de crédito es de \$2,9 millones

Transacción de Reestructuración

Como se mencionó anteriormente, el 27 de abril del 2016 la Compañía obtuvo una orden inicial de la Corte Superior de Justicia de Ontario bajo la Ley de Arreglos con Acreedores de Compañías (“**CCAA**”), que (i) autoriza a las Entidades Solicitantes (anteriormente definidas) a iniciar un procedimiento de reestructuración supervisado por dicha corte; (ii) proporciona protecciones para permitir las operaciones normales de las Entidades Solicitantes mientras consuman la Transacción de Reestructuración con ciertos tenedores de bonos, los prestamistas y The Catalyst Capital Group Inc.; y (iii) aprueba el Financiamiento DIP, todo ello como parte de la Transacción de Reestructuración.

El 22 de junio de 2016, la Compañía cerró el Financiamiento DIP por la suma de \$500 millones, menos el descuento original, con (i) ciertos tenedores de Bonos Senior no garantizados de la Compañía y (ii) Catalyst. Adicionalmente, la Compañía suscribió una nueva facilidad de cartas de crédito por \$115,5 millones con ciertos prestamistas bajo las facilidades de crédito existentes de la Compañía.

Cartas de Crédito

Al 30 de junio de 2016, la Compañía había emitido cartas de crédito y garantías con respecto a compromisos operacionales y de exploración por un total aproximado de \$172 millones.

Cobertura de los Precios del Petróleo

En el segundo trimestre de 2016, después de haber liquidado el portafolio de coberturas, la Compañía estaba totalmente expuesta a la volatilidad del precio del petróleo y por lo tanto aprovechó el aumento del precio del Brent durante el trimestre del nivel más bajo de \$37,27/bbl hasta el más alto de \$52,86/bbl. Como resultado, el valor de mercado del portafolio de exportación de petróleo crudo de la Compañía aumentó y por consiguiente se beneficiaron los ingresos operativos y el netback del trimestre. No se registraron ganancias no realizadas de la actividad de cobertura del precio del petróleo durante el trimestre ya que no se cubrieron volúmenes adicionales.

El 21 de julio de 2016, la Compañía celebró un contrato cero-costo collares para venta futura con un precio base de \$46,00/bbl y un precio máximo de \$49,60/bbl ICE Brent (sujeto al diferencial del precio del Brent), por medio del cual la Compañía entregará 500.000 bbl mensuales durante el periodo comprendido entre septiembre 2016 y febrero del 2017.

Datos de Acciones en Circulación

Acciones Ordinarias

Al 11 de agosto de 2016, se registran 316.094.858 acciones ordinarias emitidas y en circulación.

La Compañía no tiene acciones sujetas a restricciones de cuenta recaudadora o acuerdos de grupo.

Opciones sobre Acciones y Garantías sobre Acciones

Al 11 de agosto de 2016, había 6.250.000 garantías sobre acciones en circulación que fueron emitidas como parte de la Transacción de Reestructuración. Un total de 12.245.867 opciones sobre acciones estaban en circulación, todas estas eran ejercibles. Al 28 de mayo de 2014, el comité de la Junta Directiva se comprometió a no otorgar más opciones sobre acciones y a cambio implementó un Plan de Unidades de Acciones Diferidas (“DSU”) para empleados elegibles.

Unidades de Acciones Diferidas

Al 11 de agosto de 2016, había 8.656.469 DSUs en circulación. Las DSUs son instrumentos liquidados en efectivo que hacen un seguimiento del precio de las Acciones Ordinarias y se pagan a los participantes elegibles al momento de su jubilación, renuncia o terminación por parte de la Compañía.

Liquidez y Recursos de Capital

Al 30 de junio de 2016, la Compañía poseía un capital de trabajo negativo de \$5.479 millones, compuesto principalmente por \$599 millones en efectivo y equivalentes en efectivo, \$90 millones en efectivo restringido, \$307 millones en cuentas por cobrar, \$72 millones en inventario, \$123 millones en impuestos recuperables, \$2 millones en gastos prepagados, \$862 millones en cuentas por pagar y pasivos acumulados, \$5.803 millones de la porción corriente de la deuda a largo plazo, \$4 millones en la porción corriente de las obligaciones de los arrendamientos financieros y \$3 millones en obligaciones de retiro de activos.

El flujo de fondos aportados por las actividades operativas durante el segundo trimestre del 2016 totalizaron una pérdida de \$7 millones (2015: \$169 millones). El descenso en el flujo de fondos en el 2016 comparado con el mismo periodo del 2015 fue principalmente el resultado de la caída de los precios del crudo y de la producción.

Ver “Resultados Financieros - Posición Financiera” en la página 17 para mayor información sobre algunos eventos de incumplimiento, incumplimiento de convenios y acuerdos de extensión con respecto a la deuda pendiente de pago de la Compañía y “Riesgos e incertidumbres” en la página 40 para mayor información sobre los riesgos e incertidumbres relacionados con la liquidez y recursos de capital de la Compañía y su capacidad de continuar como empresa en funcionamiento.

Revisión Tributaria en Colombia

La DIAN ha revalorado oficialmente varias declaraciones del impuesto al valor agregado (“IVA”), con base en el argumento de que el volumen de petróleo producido y utilizado para consumo interno en ciertos campos de Colombia debió haber estado sujeto al IVA. Para los seis meses finalizados el 30 de junio de 2016, el monto revalorado, incluyendo intereses y multas, se estima en \$63,2 millones, de los cuales la Compañía estima que \$22 millones deben ser asumidos por las compañías que comparten la participación en estos contratos. La Compañía no está de acuerdo con la revaloración de la DIAN y ha presentado una apelación oficial.

El 24 de febrero de 2016, la DIAN emitió un fallo en general a un tercero, el cual llegó a la conclusión de que el consumo interno de petróleo producido no crea una obligación de IVA. La Compañía espera que la actual disputa con respecto al IVA será resuelta a su favor, y por lo tanto ninguna provisión ha sido reconocida en los estados financieros consolidados condensados interinos.

La Compañía continúa utilizando el petróleo producido para el consumo interno, lo cual es una práctica aceptada por la industria petrolera en Colombia.

La DIAN también está revisando ciertas deducciones del impuesto sobre la renta con respecto al beneficio fiscal especial para activos petroleros que cumplen los requisitos, al igual que otros gastos de exploración. Al 30 de junio de 2016, la DIAN ha revalorado \$63 millones de impuestos adeudados, incluyendo los intereses y multas estimadas, con respecto a las deducciones rechazadas.

Al 30 de junio de 2016, la Compañía cree que la disputa con la DIAN con respecto a las deducciones rechazadas del impuesto sobre la renta será resuelta a su favor. Por lo tanto, no se ha efectuado provisión alguna en los estados financieros consolidados condensados interinos.

Impuesto al Patrimonio

El Congreso de Colombia introdujo un nuevo impuesto al patrimonio, efectivo a partir del 1 de enero de 2015, el cual se calcula sobre la base imponible (patrimonio neto) en exceso de COP\$1 millardo (\$0,4 millones) al 1 de enero del año imponible aplicable (2015). Las tasas aplicables para el 1 de enero del 2015, 2016 y 2017 son del 1,15%, 1,00% y 0,40%, respectivamente. De acuerdo con la tasa imponible, la Compañía ha acumulado un pasivo para el año fiscal 2016. De conformidad con la NIC 37 y la CINIIF 21, la Compañía en el presente año no ha realizado una provisión para años futuros. El impuesto al patrimonio a pagar en el 2016 fue estimado en \$26,9 millones, el cual fue contabilizado como gasto en el estado de pérdida (2015: \$39,1 millones). En mayo de 2016, la Compañía realizó el primer pago por \$12,8 millones (2015: \$20,5 millones) y en septiembre de 2016 realizara el segundo pago por el restante de \$14,1 millones (2015: 18,6 millones).

Regalías por Precios Altos en Colombia

Actualmente la Compañía conduce negociaciones con la ANH con respecto a la interpretación de la cláusula de participación por precios altos en ciertos contratos de exploración. Ver “Desacuerdo con la ANH Respecto al PAP” en la página 34 para mayor información relacionada con esta contingencia.

Requisito de Calificación Crediticia Mínima

La Compañía suscribió un contrato de cesión con Transporte Incorporado S.A.S. (“**Transporte Incorporado**”), una compañía colombiana propiedad de un fondo de capital privado no relacionado. Transporte Incorporado posee una participación accionaria del 5% y un derecho de capacidad de transporte en el oleoducto OCENSA en Colombia. Bajo el contrato de cesión, la Compañía tiene el derecho de utilizar la capacidad de Transporte Incorporado para transportar petróleo crudo a través del oleoducto OCENSA por una prima mensual hasta el 2024.

Según el contrato de cesión, se requiere que la Compañía mantenga una calificación crediticia mínima de Ba3 (Moody's), la cual incumplió en septiembre, diciembre del 2015 y enero del 2016 cuando Moody's rebajó la calificación crediticia de la Compañía a B3, Caa3 y C respectivamente. Como resultado de esta rebaja de calificación crediticia y de acuerdo con el contrato de cesión, después de notificar a la Compañía, Transporte Incorporado tendría el derecho de terminar anticipadamente el contrato de cesión y se le exigirá a la Compañía un monto determinado de acuerdo al contrato, estimado en \$129 millones. La Compañía no ha recibido dicha notificación de parte de Transporte Incorporado, y el 6 de enero de 2016, la Compañía recibió un waiver (consentimiento y renuncia) por parte de Transporte Incorporado de su derecho de terminar anticipadamente el contrato, por un periodo de 45 días hasta el 15 de febrero de 2016, el cual fue prorrogado varias veces hasta el 15 de septiembre de 2016. La Compañía continúa pagando las primas mensuales y actualmente conduce negociaciones con Transporte Incorporado con respecto a los términos del contrato y el requisito de la calificación crediticia mínima. No se ha reconocido provisión alguna al 30 de junio de 2016 relacionada con el incumplimiento del requisito de calificación crediticia.

En Colombia, la Compañía participa en un proyecto para expandir el oleoducto OCENSA, el cual se espera completar e iniciar operación a finales del 2016. Como parte de este proyecto de expansión, la Compañía a través de sus subsidiarias Meta Petroleum y Petrominerales Colombia, suscribió acuerdos de transporte por separado con OCENSA para capacidad futura de transporte. La Compañía comenzará a pagar tarifas "ship or pay" una vez se complete y entre en operación el proyecto de expansión. Como parte de los acuerdos de transporte, se le exige a la Compañía mantener una calificación crediticia de BB- (Fitch) y Ba3 (Moody's). Este convenio se incumplió en septiembre, diciembre del 2015 y enero del 2016 cuando Moody's rebajó la calificación crediticia de la Compañía a B3, Caa3 y C respectivamente. Como resultado de la rebaja de la calificación crediticia y de acuerdo a los acuerdos de transporte, una vez sea notificada la Compañía, OCENSA tiene el derecho de exigir a la Compañía que presente una carta de crédito o prueba de suficiente patrimonio o capital de trabajo dentro del periodo de subsanación de 60 días contados a partir de la fecha en la cual la Compañía recibe la notificación. El 5 de noviembre de 2015, la Compañía recibió una renuncia de parte de OCENSA de su derecho de recibir una carta de crédito, la cual expirará una vez el proyecto se termine y entre en operación. No se ha reconocido provisión alguna al 30 de junio de 2016 relacionada con el incumplimiento del requisito de calificación crediticia.

Compromisos

La Compañía está involucrada en varias reclamaciones y litigios que surgen en el curso normal de los negocios. Aunque el resultado de estos asuntos es incierto, no puede haber seguridad de que tales asuntos se resuelvan a favor de la Compañía. Actualmente, la Compañía no cree que el resultado de decisiones adversas en cualquier proceso pendiente o contingente relacionado con estos y otros asuntos, o cualquier cantidad que pueda verse obligada a pagar con motivo de ellos tendrían un impacto significativo en su situación financiera, los resultados de las operaciones o los flujos de efectivo.

Las revelaciones acerca de los compromisos importantes de la Compañía se encuentran en la Nota 21 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos. La Compañía no tiene compromisos fuera del balance.

Contratos de Administración de Riesgos

La Compañía ha suscrito instrumentos financieros derivados para reducir su exposición a movimientos desfavorables en los precios de las mercancías. La Compañía ha establecido un sistema de control interno para minimizar los riesgos asociados con su programa de derivados y no tiene la intención de utilizar derivados financieros con fines especulativos.

Las revelaciones acerca de los contratos de administración de riesgos de la Compañía se encuentran en la Nota 24 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

7 Transacciones con Partes Relacionadas

De acuerdo con las NIIF, las partes se consideran relacionadas si una parte tiene la capacidad de “controlar” (financieramente o por medio de capital social) a la otra parte o tiene una influencia significativa (gerencia) sobre la otra parte al momento de tomar decisiones financieras, comerciales y operacionales. La junta directiva de la Compañía creó el Comité de Oportunidades de Nuevos Negocios, (el “NBOC”) para revisar y aprobar las transacciones con partes relacionadas. El NBOC está compuesto por los siguientes consejeros independientes: Hernán Martínez (Presidente), Dennis Mills, Monica De Greiff y Francisco Solé. El NBOC es notificado de las transacciones con partes relacionadas con anterioridad a su implementación, involucra consultores legales independientes según sea necesario, y se reúne a puerta cerrada para deliberar. El NBOC también examina las razones de negocio para la transacción y asegura que la misma cumpla con la legislación aplicable a los títulos valores y los convenios de deuda de la Compañía.

Los departamentos de auditoría interna de la Compañía y de cumplimiento legal también monitorean las transacciones con partes relacionadas. Los equipos de auditoría y cumplimiento legal trabajan juntos en la creación de una lista de las potenciales partes relacionadas. La lista es cotejada contra las listas de proveedores de la Compañía y otros acreedores.

Las transacciones con partes relacionadas durante el presente trimestre corresponden al curso normal de las operaciones y fueron medidas a valores razonables, los cuales son los montos de las contraprestaciones establecidas y acordadas por las partes relacionadas y que en opinión de la gerencia y del NBOC, son considerados similares a aquellos negociados con terceras partes independientes.

A continuación se detallan las transacciones de la Compañía con las partes relacionadas:

- a) En octubre de 2012, la Compañía y Ecopetrol firmaron dos contratos de Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia (“BOMT” siglas en inglés) con el Consorcio Genser Power-Proelétrica y sus subsidiarias (“Genser-Proelétrica”) para la adquisición de determinados activos de generación de energía para el campo Rubiales. Genser-Proelétrica es una empresa conjunta entre Promotora de Energía Eléctrica de Cartagena & Cia S.C.A.E.S.P (“Proelétrica”), en la cual la Compañía posee una participación indirecta del 24,9% y Genser Power Inc. (“Genser”) de la cual el 51% es propiedad de Pacific Power. El 1 de marzo de 2013, estos contratos fueron cedidos a TermoMorichal SAS (“TermoMorichal”), la compañía creada para desarrollar los acuerdos, en los cuales Pacific Power mantiene una participación indirecta del 51%. El compromiso total de los contratos BOMT es \$229,7 millones a diez años. En abril del 2013, la Compañía y Ecopetrol celebraron otro acuerdo con Genser-Proelétrica para adquirir activos adicionales por un monto total de \$57 millones a diez años. Al final del Contrato de Asociación de Rubiales el 30 de junio de 2016, las obligaciones de la Compañía, junto con los activos de generación de energía fueron transferidas a Ecopetrol. Al 30 de junio de 2016, la Compañía tenía un anticipo de \$Cero (Diciembre 2015: \$3,3 millones).

La Compañía tenía cuentas por pagar de \$4 millones (Diciembre 2015: \$3,6 millones) adeudadas a Genser-Proelétrica al 30 de junio de 2016. Adicionalmente, el 5 de mayo de 2014 una subsidiaria de la Compañía suministró una garantía a favor de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. a nombre de Proelétrica la cual garantiza las obligaciones bajo un acuerdo de suministro de energía por un monto agregado de aproximadamente \$16,7 millones. En diciembre de 2014 la Compañía suscribió un nuevo contrato con Genser relacionado con la operación y mantenimiento de la instalación de generación de energía localizada en el campo Sabanero.

En octubre del 2013, la Compañía suscribió acuerdos de conexión y suministro de energía con Proeléctrica para el suministro de energía eléctrica a los campos petroleros localizados en la cuenca de los Llanos. Los acuerdos de conexión autorizan a Meta Petroleum Corp. y a Agro Cascada S.A.S. a utilizar los activos de conexión de Petroeléctrica para el suministro de energía a los campos Quifa y Rubiales. El acuerdo se inició el 1 de noviembre de 2013 y operará por un período de 13 años. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía realizó pagos por \$9,2 millones y \$15,3 millones respectivamente (2015: \$13 millones y \$26,6 millones) en virtud de este acuerdo.

La Compañía ha suscrito varios acuerdos “take-or-pay” al igual que otros acuerdos interrumpibles de venta y transporte de gas cuyo fin es el suministro de gas desde el campo de gas natural La Creciente hasta la central de gas de Proeléctrica. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía contabilizó ingresos de \$1,8 millones y \$7,7 millones respectivamente (2015: \$0,6 millones y \$1,3 millones), de dichos acuerdos. Al 30 de junio de 2016, la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por \$1,2 millones (Diciembre de 2015:\$12,3 millones) a Proeléctrica.

Bajo los acuerdos de suministro de energía Proeléctrica provee electricidad a la Compañía para los campos Quifa y Rubiales, con pagos calculados mensualmente en base a la demanda y la entrega. El acuerdo estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2026. El acuerdo de suministro de energía equivale a la suma agregada de 1,5 millones de kilovatios.

- b) Al 30 de junio de 2016, la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por un valor de \$1,2 millones (31 de diciembre de 2015: \$12,3 millones) a Proeléctrica, en la cual la Compañía posee una participación indirecta del 21,1% y también en la cual Blue Pacific Assets Corp. (“**Blue Pacific**”) posee una participación del 5%. Dos directores y un funcionario ejecutivo de la Compañía (Serafino Iacono, Miguel de la Campa y Laureano von Siegmund) junto con José Francisco Arata, un director ejecutivo de la Compañía hasta el 14 de agosto de 2015, controlan o asesoran a los titulares del 88% de las acciones de Blue Pacific. Los intereses indirectos de la Compañía y Blue Pacific se mantienen a través de Pacific Power. Los ingresos provenientes de Proeléctrica en el curso normal de los negocios de la Compañía fue de \$1,8 millones y \$7,7 millones para los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: \$0,6 millones y \$1,3 millones).
- c) Al 30 de junio de 2016, los préstamos por cobrar a partes relacionadas ascienden a la suma acumulada de \$0,4 millones (31 de diciembre 31, 2015:\$0,5 millones) y son adeudados por un director (Serafino Iacono) y seis ejecutivos de la Compañía (Carlos Perez, Luis Andres Rojas, Francisco Bustillos, Luciano Biondi, Jairo Lugo y Marino Ostos). Los préstamos no devengan intereses y son pagaderos en cuotas mensuales iguales en plazos de 48 meses.

En Agosto del 2015, la Compañía acordó pagar \$8,3 millones por indemnización a Jose Francisco Arata, quien efectivamente se retiró el 14 de agosto de 2015, la cual incluía \$5,5 millones en efectivo pagados durante el 2015, y \$1,4 millones pagados en los tres meses terminados el 31 de marzo de 2016, y \$1,4 millones a pagar el 30 de junio de 2016. Adicionalmente, el derecho de DSU del director saliente fue pagado en especie con acciones propias en cartera de la Compañía con una tasa de conversión de uno a uno para un total aproximado de 1,3 millones de acciones ordinarias. También durante el 2015, la compañía realizó pagos en especie de aproximadamente 0,5 millones de acciones ordinarias a tres directivos salientes (Victor Rivera, Miguel Rodriguez y Neil Woodyer) como liquidación de sus derechos sobre DSUs.

- d) La Compañía mantiene contratos “take or pay” con ODL para el transporte de petróleo crudo de los campos de la Compañía al sistema de transporte de petróleo en Colombia con un compromiso total de \$202 millones desde el 2016 al 2020. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía pagó \$21,8 millones y \$51,4 millones respectivamente a ODL (2015: \$19,8 millones y \$54,2 millones) por servicios de transporte de crudo bajo el contrato “take-or-pay” del oleoducto, y tenía cuentas por pagar de \$11,5 millones (31 de diciembre de 2015: \$13,1 millones). Adicionalmente, la Compañía recibió \$0,1 millones y \$0,2 millones de ODL durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: \$0,6 millones y \$1 millón) con respecto a ciertos servicios administrativos y el alquiler de maquinaria y equipo. La Compañía tiene cuentas por cobrar a ODL al 30 de junio de 2016 por \$0,1 millones (31 de diciembre de 2015: \$0,1 millones). La Compañía posee una participación indirecta del 22% en ODL.

- e) La Compañía mantiene contratos “take or pay” con Bicentenario para el transporte de petróleo crudo del campo Rubiales al sistema de transporte de petróleo en Colombia con un compromiso total de \$1,4 billardos del 2016 al 2025. El oleoducto Bicentenario ha experimentado suspensiones periódicas debido a interrupciones causadas por problemas de seguridad. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía pagó \$29,1 millones y \$79,4 millones respectivamente a Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (2015: \$59 millones y \$86,9 millones), una compañía de oleoductos en la cual la Compañía posee un porcentaje de participación del 27,9%, por los servicios de transporte de petróleo según los acuerdos “take or pay” del oleoducto. Al 30 de junio de 2016 el saldo pendiente de los préstamos a Bicentenario es de \$Cero (31 de diciembre de 2015: \$Cero). Se reconocieron ingresos por intereses de \$Cero y \$Cero durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, (2015: 0,4 millones y \$1 millón). Se pagaron \$Cero y \$Cero en intereses sobre los préstamos durante los tres y seis meses terminados el 31 de marzo de 2016 (2015: \$1,3 millones), y se amortizó el capital del préstamo por \$Cero y \$Cero en los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: \$Cero y \$17,2 millones). La Compañía anticipó \$87,9 millones al 30 de junio de 2016 (31 de diciembre de 2015: \$87,9 millones) a Bicentenario como pago anticipado de las tarifas de transporte, lo cual se amortiza en contra de los barriles transportados. Al 30 de junio de 2016 la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por \$3,7 millones (31 de diciembre de 2015: \$0,4 millones) como anticipo a corto plazo.
- f) La Compañía estableció dos fundaciones de caridad en Colombia, La Fundación Pacific Rubiales y la Fundación para el Desarrollo Social de la Energía Disponible (“FUDES”). Ambas fundaciones tienen el objetivo de implementar proyectos de desarrollo social y comunitario en el país. Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía contribuyó \$1,7 millones y \$5,3 millones respectivamente a estas fundaciones (2015: \$4,2 millones y \$6,7 millones). Al 30 de junio de 2016 la Compañía tenía cuentas por cobrar (anticipos) por \$0,4 millones (31 de diciembre de 2015: \$0,4 millones) y cuentas por pagar por \$0,6 millones (31 de diciembre de 2015: \$3,2 millones). Tres de los directores de la Compañía (Ronald Pantin, Serafino Iacono y Miguel de la Campa) y un ejecutivo (Federico Restrepo) hacen parte de la junta directiva de la Fundación Pacific Rubiales.
- g) Al 30 de junio de 2016, la Compañía tenía una solicitud de préstamo concedido a PII por un monto de \$72,4 millones (31 de diciembre de 2015: \$72,4 millones). El préstamo está garantizado por el proyecto del oleoducto de PII y devenga intereses que oscilan entre LIBOR + 2% y 7% anual. La Compañía es dueña del 41,77% de PII (31 de diciembre de 2015: 41,79%). Se reconocieron ingresos por intereses de \$1,3 millones y \$2,6 millones durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016 (2015: \$1,3 millones y \$2,5 millones) con respecto al préstamo. Adicionalmente durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía recibió \$0,5 millones y \$2,6 millones (2015: \$3 millones y \$3 millones) de parte de PII por los honorarios relacionados con un contrato para la prestación de servicios de consultoría y asistencia técnica en la construcción de un oleoducto – “Oleoducto del Caribe”. Adicionalmente, al 30 de junio de 2016, la Compañía registra cuentas por cobrar por \$2,4 millones (31 de diciembre de 2015: \$0,5 millón) a una subsidiaria de PII. Al 30 de junio de 2016, la Compañía registra cuentas por pagar de \$1,6 millones a PII (31 de diciembre de 2015: \$0,5 millones).

En diciembre de 2012, la Compañía celebró un acuerdo “take-or-pay” con Sociedad Puerto Bahía S.A, una compañía perteneciente en su totalidad a PII. Según los términos del acuerdo Sociedad Puerto Bahía S.A proveerá el almacenamiento, transferencia, carga y descarga de hidrocarburos en sus instalaciones portuarias. La vigencia del contrato inició en el 2014 y se mantendrá por un período de siete años, subsecuentemente renovables en incrementos anuales. Estos contratos pueden beneficiar indirectamente a Blue Pacific y a otros accionistas minoritarios no relacionados de PII.

- h) En Octubre de 2012 la Compañía suscribió un acuerdo con CRC , Blue Advanced Colloidal Fuels Corp. (“**Blue ACF**”), Alpha Ventures Finance Inc. (“**AVF**”), y una parte no relacionada por medio del cual la Compañía adquirió de CRC un derecho sobre una participación en el capital del 5% en Blue ACF por una contraprestación de \$5 millones. Blue ACF es una compañía involucrada en el desarrollo de combustibles coloidales, donde el principal accionista es AVF, la cual es controlada por Blue Pacific. Como parte de la compra, CRC también cedió a la Compañía el derecho de adquirir una participación en el capital de hasta un 5% adicional en Blue ACF por una inversión adicional de \$5 millones. Actualmente la Compañía posee una participación del 9,63% en CRC. Adicionalmente, la Compañía posee una participación indirecta del 9,84% en CRC por medio de su participación del 21,1% en Pacific Power la cual a su vez una participación en el capital del 46,67% en CRC. Un director de la Compañía es el Presidente Ejecutivo de CRC.
- i) La Compañía mantiene un contrato de arrendamiento por una oficina en Caracas, Venezuela con un canon mensual aproximado de \$6 mil. Un miembro de la familia de un funcionario de la Compañía (Laureano von Siegmund) posee una participación del 50% en dicho espacio de oficina.
- j) El 29 de febrero de 2016, la Compañía acordó suministrar a CGX un crédito puente de hasta \$2 millones a una tasa de interés del 5% anual pagadero dentro de los 12 meses siguiente al primer retiro de fondos. Al 30 de junio de 2016, la cantidad que CGX ha retirado del préstamo puente era de \$ 1,3 millones.

En octubre del 2014, la Compañía otorgó un préstamo puente a CGX por CDN\$7,5 con una tasa de interés del 5%, al 30 de junio de 2016, el valor total está pendiente de pago. En noviembre de 2015, CGX emitió obligaciones convertibles a la compañía por un monto de \$1,5 millones con un precio de conversión de CDN\$0,335; al 30 de junio de 2016 la Compañía no ha convertido las obligaciones.

- k) Durante los tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía recibió efectivo por la cantidad de \$10,9 millones y \$22,9 millones respectivamente de conformidad con la obligación de operación conjunta relacionada con su participación del 49% en el Bloque Z-1 en el Perú. Adicionalmente la Compañía tenía cuentas por cobrar de \$Cero bajo el acuerdo de operación conjunta de Alfa SAB de CV (“**Alfa**”) quien es propietaria del 51% de capital de trabajo en el Bloque Z-1 y también posee 18,95% del capital accionario emitido y en circulación de la Compañía.
- l) Al 30 de junio de 2016 la Compañía tenía cuentas por pagar de \$1,9 millones (el 31 de diciembre de 2015: \$1,9 millones) pendientes a Pacific Green con relación a contribuciones hechas antes por Pacific Green a Promotora Agrícola, un proyecto agrícola asociado con las operaciones de la Compañía en la Cuenca de los Llanos. Se espera que la contribución de Pacific Green al proyecto sea capitalizado en poco tiempo. Pacific Green es controlado por dos directores ejecutivos y un funcionario de la Compañía (Laureano von Siegmund, Serafino Iacono y Miguel de la Campa).
- m) El 11 de diciembre de 2015, la Compañía y los demás accionistas de Pacific Power, incluyendo Proenergy Corp. (filial de Pacific Blue), celebró un contrato de compraventa de acciones con Development S.A., Tusca Equities Inc. y Associated Ventures Corp. (los “**Compradores de Pacific Power**”), para la venta de 70% de las acciones de Pacific Power. Como parte de la transacción, la Compañía acordó la venta de un 4% del 24,9% de las acciones de la Compañía en Pacific Power para los Compradores de Pacific Power por aproximadamente \$5,0 millones. Como resultado de la venta, la Sociedad posee actualmente el 21,09% y Proenergy Corp. (Blue Pacific) posee en la actualidad aproximadamente el 5% de la potencia de Pacific Power. Asociada Ventures, Corp. es controlado por Alejandro Betancourt un director de la Compañía hasta el 26 de abril de 2016.

La Compañía utilizó la mayor parte de los ingresos de la venta para pagar por su parte de una opción de venta que se ejerce por los servicios sean Sustainable Services Inc., de conformidad con los términos de un acuerdo de accionistas preexistente entre Pacific Power y sus accionistas.

8

Información Trimestral Seleccionada

(en miles de dólares US\$ excepto cifras por acción)	2016		2015				2014			
	Q2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1
Financieros:										
Ventas netas	\$ 376.403	\$ 456.831	\$ 651.970	\$ 669.995	\$ 702.733	\$ 799.848	\$ 991.508	\$ 1.330.395	\$ 1.344.666	\$ 1.283.453
(Pérdida) utilidad neta atribuible a los accionistas para el periodo	(118.654)	(900.949)	(3.895.908)	(617.318)	(226.377)	(722.256)	(1.660.876)	3.484	228.527	119.240
(Pérdida) utilidad por acción										
– básico	(0,38)	(2,86)	(12,37)	(1,97)	(0,72)	(2,31)	(5,26)	0,01	0,73	0,38
– diluido	(0,38)	(2,86)	(12,37)	(1,97)	(0,72)	(2,31)	(5,26)	0,01	0,72	0,37

9 Políticas Contables, Juicios Críticos y Estimaciones

Bases de Presentación

Los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos que acompañan este Informe de Gestión para los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016 y 2015, han sido elaborados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“**NIIF**”) emitidas por Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“**IASB**”), incluyendo las políticas contables y juicios críticos y estimaciones reveladas en la Nota 2 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

Los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos fueron preparados sobre la base de una empresa en funcionamiento que contempla la realización de activos y la liquidación de pasivos a su vencimiento en el curso ordinario de los negocios, excepto por la revaluación de ciertos activos financieros y pasivos financieros de conformidad con las políticas contables de la Compañía.

Los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos que acompañan este Informe de Gestión para los tres meses finalizados el 31 de marzo de 2016 y 2015, han sido elaborados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“**NIIF**”) emitidas por Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“**IASB**”), incluyendo las políticas contables y juicios críticos y estimaciones reveladas en la Nota 2 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

Los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos fueron preparados sobre la base de una empresa en funcionamiento que contempla la realización de activos y la liquidación de pasivos a su vencimiento en el curso ordinario de los negocios, excepto por la revaluación de ciertos activos financieros y pasivos financieros de conformidad con las políticas contables de la Compañía.

Para los seis terminados el 30 de junio de 2016, la Compañía incurrió en una pérdida neta de \$ 1.007 millones y al 30 de junio de 2016 tenía un patrimonio negativo de \$3.962 millones.

El 14 de enero de 2016, la Compañía anunció que había elegido utilizar el período de gracia de 30 días que otorgan los prospectos de emisión de los bonos y no realizar el pago de la suma acumulada de \$66,2 millones en intereses sobre los Bonos Senior de Septiembre de 2014 y los Bonos Senior de Noviembre de 2013 (Nota 18 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos) en su vencimiento con fecha del 19 de enero de 2016 y el 26 de enero de 2016 respectivamente. La omisión de dicho pago constituye un evento de incumplimiento bajo los prospectos de emisión de bonos aplicables, efectivo el 25 de febrero de 2016, con respecto a los Bonos Senior de Septiembre de 2014, y el 18 de febrero de 2016 con respecto a los Bonos Senior de Noviembre 2013.

El 28 de marzo de 2016, la Compañía anunció que había elegido utilizar el período de gracia de 30 días que otorgan los prospectos de emisión de los bonos y no hacer el pago de la suma acumulada de \$25,6 millones en intereses sobre los Bonos Senior de Marzo de 2013 (Nota 18 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos) a su vencimiento en fecha 28 de marzo de 2016. La omisión del pago de dichos intereses el 27 de abril de 2016 constituyó un evento de incumplimiento bajo los prospectos de emisión de bonos aplicables.

La Compañía también ha incumplido varios “covenants” mínimos de calificación crediticia con respecto a ciertos acuerdos operacionales anteriormente celebrados, esto como resultado de la baja en la calificación crediticia de la Compañía durante el 2015. En consecuencia, las contrapartes de estos acuerdos operacionales tienen la opción de exigir una serie de acciones que incluyen el otorgamiento de cartas de crédito e imposición de sanciones. Se han concedido exenciones relacionadas con estos “covenants” de calificación crediticia, (Nota 21 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos). No hay garantía de que la Compañía podrá negociar con éxito modificaciones a los requisitos mínimos de calificación crediticia u obtener futuras prórrogas a estas exenciones.

Aunque la Compañía ha puesto en marcha su plan integral de reestructuración de sus deudas a largo plazo (según se explica más adelante en el “Acuerdo de Reestructuración Integral”), no hay certeza sobre la capacidad de la Compañía de reestructurar de manera exitosa sus deudas a largo plazo, reformar los acuerdos operacionales necesarios para eliminar los “covenants” de calificación crediticia, si continúan los precios bajos del petróleo, negociar con éxito la venta de sus activos no esenciales o generar un flujo de caja positivo en las condiciones de precios bajos del petróleo y en consecuencia, existen incertidumbres importantes que pueden aportar dudas sobre la capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha. Estos estados financieros no incluyen ajustes con respecto a la recuperabilidad y clasificación de los activos y pasivos registrados y los gastos relacionados que pueden ser necesarios en caso de que la Compañía no pueda continuar como negocio en marcha y por lo tanto le sea necesario realizar sus activos y liquidar sus pasivos y compromisos de manera diferente al curso normal de los negocios y por montos diferentes a aquellos expresados en los estados financieros consolidados. Dichos ajustes pueden ser materiales.

Nuevas Normas, Interpretaciones y Enmiendas Adoptadas por la Compañía

Las políticas contables adoptadas en la elaboración de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos son consistentes con aquellas aplicadas en la elaboración de los Estados Financieros Anuales Consolidados de la Compañía para el año finalizado el 31 de diciembre de 2015, exceptuando la adopción de nuevas normas e interpretaciones efectivas a partir del 1 de enero de 2016, que tienen o pueden tener de manera razonable un impacto sobre la Compañía como se describe a continuación:

Reformas a la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos: Contabilidad para la Adquisición de Participaciones en Operaciones Conjuntas

Las reformas a la NIIF 11 requieren que la contabilidad de un operador conjunto para la adquisición de una participación en una operación conjunta, en la cual la actividad de la operación conjunta constituya un negocio, debe aplicar los principios pertinentes de la NIIF 3 Combinación de Negocios para la contabilidad de la combinación de negocios. Las reformas también clarifican que una participación previamente mantenida en una operación conjunta no se remide al momento de la adquisición de una participación adicional en la misma operación conjunta si se retiene el control conjunto. Adicionalmente, una exclusión de ámbito ha sido agregada a la NIIF 11 para especificar que las reformas no aplican cuando las partes que comparten el control conjunto, incluyendo la entidad que reporta, están bajo el control común de la dominante principal del grupo. Las reformas aplican tanto a la adquisición de la participación inicial en una operación conjunta como a la adquisición de cualquier participación adicional en la misma operación conjunta y es prospectivamente efectiva para periodos anuales iniciando en o después de enero 1 de 2016, y donde se permite la adopción anticipada. Estas reformas no generan impacto alguno sobre la Compañía debido a que no se adquirieron intereses en operaciones conjuntas durante el período.

NIC 34 Información Financiera Intermedia

La reforma clarifica que las revelaciones intermedias requeridas deben incluirse ya sea en los estados financieros condensados interinos o incorporados por referencia entre los estados financieros interinos y donde quiera que estos sean incluidos dentro de los estados financieros interinos.

La otra información dentro de los estados financieros condensados interinos debe estar disponible a los usuarios bajo los mismos términos que los estados financieros condensados interinos y al mismo tiempo. La reforma debe ser aplicada retrospectivamente y no tuvo ningún impacto en la Compañía.

Normas Emitidas pero Aún No Vigentes

NIIF 9 Instrumentos Financieros

Clasificación y medición de los activos financieros

Todos los activos financieros son medidos al valor razonable al momento de su reconocimiento inicial, ajustado por los costos de la transacción, sí el instrumento no es contabilizado a su valor razonable con cambios en resultados (“**FVTPL**” por sus siglas en inglés). Los instrumentos de deuda son subsecuentemente medidos al FVTPL, costo amortizado, o valor razonable con cambios en otros resultados integrales (“**FVOCI**” por sus siglas en inglés), en base a su flujo de efectivo contractual y el modelo de negocios bajo el cual son mantenidos los instrumentos de deuda. Existe una opción del valor razonable (“**FVO**” por sus siglas en inglés) la cual permite que los activos financieros al momento de su reconocimiento inicial sean designados como FVTPL si dicha acción elimina o de manera significativa reduce un desfase contable. Los instrumentos de patrimonio son generalmente medidos al FVTPL. Sin embargo, las entidades tienen una opción irrevocable en base a cada instrumento en particular de presentar cambios en el valor razonable de los instrumentos que no son mantenidos para negociar en otros resultados integrales (“**OCI**” por sus siglas en inglés) sin la necesidad de realizar una reclasificación subsecuente en los resultados.

Clasificación y medición de pasivos financieros

Para pasivos financieros designados como FVTPL utilizando el FVO, el monto del cambio en el valor razonable de dichos pasivos financieros que es atribuible a cambios en el riesgo crediticio debe ser presentado en OCI. El resto del cambio en el valor razonable es presentado en los resultados, a menos que la presentación del cambio del valor razonable en OCI con respecto al riesgo crediticio del pasivo pueda generar o aumentar el desfase contable en los resultados. Todos los otros requisitos de clasificación y medición de la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, para los pasivos financieros se han trasladado a la NIIF 9, incluyendo las reglas de separación de los derivados embebidos y los criterios para el uso de la FVO.

Deterioro

Los requisitos del deterioro se basan en un modelo de pérdida por impago (“**ECL**” por sus siglas en inglés) que reemplazan al modelo de pérdida incurrida de la NIC 39. El modelo ECL aplica a instrumentos de deuda contabilizados al costo amortizado o al FVOCL, la mayoría de los compromisos de préstamos, contratos de garantías financieras, activos por contratos bajo la NIIF 15 Ingresos Provenientes de Contratos con Clientes y los derechos de cobro por arrendamiento bajo la NIC 17 Arrendamientos. Generalmente se requiere que las entidades reconozcan un ECL a 12 meses al momento del reconocimiento inicial (o cuando se suscribe el compromiso o garantía) y en lo sucesivo mientras no exista un deterioro significativo en el riesgo de crédito. Sin embargo, si existe un aumento significativo en el riesgo de crédito ya sea individual o colectivamente, entonces se requiere que las entidades reconozcan un ECL a perpetuidad. Para créditos comerciales, puede aplicarse un método simplificado, por medio del cual los ELC a perpetuidad siempre son reconocidos.

La Compañía adoptó previamente NIIF 9 (2013) y los planea adoptar las modificaciones a la NIIF 9 (2014) en la fecha efectiva y está en el proceso de la evaluación del impacto en sus estados financieros consolidados. Las modificaciones son efectivas para períodos anuales que comienzan en o después del primer de enero de 2018.

Se permite la aplicación rápida para notificar períodos que comiencen después de la emisión de la NIIF 9 el 24 de julio 2014 en la aplicación de todos los requisitos de esta norma, al mismo tiempo. Alternativamente, las entidades pueden optar por aplicar los principios sólo los requisitos para la presentación de las ganancias y pérdidas en los pasivos financieros designados como FVTPL sin aplicar los demás requisitos de la norma.

NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes

La NIIF 15, reemplaza todos los requisitos de ingresos existentes en las NIIF (NIC 11 Contratos de Construcción, NIC 18 Ingresos, CINIIF 13 Programas de Fidelización de Clientes, CINIIF 15 Acuerdos para la Construcción de Inmuebles, CINIIF 18 Transferencias de Activos Procedentes de Clientes y SIC 31 Ingresos—Permutas de Servicios de Publicidad) y aplica a todos los ingresos generados de contratos con clientes, a menos que los contratos estén bajo el ámbito de otras normas, como la NIC 17. Sus requisitos también suministran un modelo para el reconocimiento y medición de ganancias y pérdidas a la enajenación de ciertos activos no financieros, incluyendo propiedades, equipo y activos intangibles. La norma describe los principios que debe aplicar una entidad para medir y reconocer los ingresos. El principio fundamental es que una entidad reconocerá los ingresos en un monto que refleje la contraprestación a la cual la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes y servicios a un cliente.

Los principios de la NIIF 15 se aplicarán utilizando un modelo de cinco-pasos:

1. Identificar el o los contrato(s) con un cliente
2. Identificar las obligaciones de servicio en el contrato
3. Determinar el precio de la transacción
4. Asignar el precio de la transacción a las obligaciones de servicio en el contrato
5. Reconocer los ingresos cuando (o en la medida) que la entidad satisface una obligación de servicio

La norma exige a las entidades a aplicar criterios, teniendo en cuenta todos los hechos y circunstancias pertinentes al aplicar cada paso del modelo a los contratos con clientes. La norma igualmente especifica como contabilizar los costos incrementales de obtener un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. La NIIF 15 provee directrices de aplicación con el fin de apoyar a las entidades a aplicar sus requisitos a ciertos acuerdos comunes, incluyendo licencias de propiedad intelectual, garantías, derechos de devolución, retribuciones del principal versus el agente, opciones de bienes y servicios adicionales y rompimiento. La nueva norma aplica para periodos anuales comenzando en o después del 1 de enero de 2018. Las entidades pueden elegir aplicar la norma utilizando un método totalmente retrospectivo, donde se proporcionan algunas exenciones limitadas, o un método retrospectivo modificado. Se permite la aplicación anticipada y esta debe ser revelada.

La Compañía planea adoptar la nueva norma en la fecha efectiva y actualmente evalúa el impacto que esta ejercerá sobre sus estados financieros consolidados.

NIIF 16 Arrendamientos

El ámbito de la NIIF 16 incluye arrendamientos de todos los activos, con ciertas excepciones. Un arrendamiento se define como un contrato, o parte de un contrato que implica el derecho a usar un activo (el activo subyacente) por un periodo de tiempo a cambio de una contraprestación. La NIIF 16 exige a los arrendatarios contabilizar todos los arrendamientos bajo un único modelo del balance de la misma manera que los arrendamientos financieros bajo la NIC 17. La norma incluye dos excepciones de reconocimiento para los arrendamientos – arrendamientos de activos de ‘bajo valor’ (ej., computadoras personales) y arrendamientos a corto plazo (ej., arrendamientos con plazos de 12 meses o menos). En la fecha de inicio de un arrendamiento, el arrendatario reconocerá un pasivo por los pagos del arrendamiento (ej., pasivo por arrendamiento) y un activo el cual representa el derecho de utilizar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento (ej., derecho de uso del activo). Se exige que los arrendatarios reconozcan por separado los gastos por intereses en el pasivo por arrendamiento y el gasto de depreciación en el activo sobre el cual posee el derecho de uso. Se exige que los arrendatarios revaloren el pasivo por arrendamiento al momento de ocurrir ciertos eventos (ej., cambios en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos futuros del arrendamiento como resultado de un cambio en un índice o tarifa utilizada para determinar dichos pagos). El arrendatario generalmente reconocerá el monto de la revaloración del pasivo por arrendamiento como un ajuste en el activo sobre el cual posee el derecho de uso. La contabilidad del arrendador se mantiene sustancialmente sin cambios en comparación con la contabilidad actual bajo la NIC 17. El arrendador continuará clasificando todos los arrendamientos utilizando el mismo principio de clasificación establecido en la NIC 17 y hará una distinción entre dos tipos de arrendamientos: arrendamientos financieros y operativos: la nueva norma aplicará para periodos anuales comenzando el 1 de enero de 2019. Un arrendatario puede elegir aplicar la norma utilizando ya sea un método de transición retrospectivo total o modificado.

Las disposiciones de transición de la norma permiten ciertas excepciones. Se permite la aplicación anticipada, pero no antes de que la entidad aplique la NIIF15.

La Compañía planea adoptar la nueva norma en la fecha efectiva y actualmente evalúa el impacto que esta ejercerá sobre sus estados financieros consolidados.

NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo

Las reformas a la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo son parte de la Iniciativa de Revelaciones de la IASB y exigen a una entidad a presentar revelaciones que permitan a los usuarios de sus estados financieros evaluar los cambios en los pasivos generados por las actividades de financiación, incluyendo tanto los cambios generados por los flujos de efectivo como los cambios en partidas distintas a efectivo. Las reformas son efectivas por periodos anuales comenzando en o después del 1 de enero de 2017, se permite la aplicación anticipada.

La Compañía planea adoptar la nueva norma en la fecha efectiva y actualmente evalúa el impacto que esta ejercerá sobre sus estados financieros consolidados.

NIC 12 Impuesto a las Ganancias

La IASB emitió reformas a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias para clarificar la contabilidad de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas en instrumentos de deuda medidos al valor razonable. Las reformas clarifican que una entidad debe considerar si la legislación tributaria restringe las fuentes de beneficios imponibles contra los cuales pueda hacer deducciones a la reversión de esa diferencia temporaria deducible. Adicionalmente, las reformas ofrecen directrices sobre la manera como una entidad debe determinar beneficios imponibles futuros y detalla bajo cuales circunstancias los beneficios imponibles pueden incluir la recuperación de algunos activos por un monto mayor de su valor en libros. Las reformas son efectivas para periodos anuales comenzando en o después del 1 de enero de 2017. Se exige a las entidades aplicar las reformas retrospectivamente. Sin embargo, al momento de la aplicación inicial de las reformas, los cambios en el patrimonio inicial del ejercicio comparativo más antiguo pueden ser reconocido en la utilidad retenida inicial (o en algún otro componente del patrimonio, según proceda), sin asignar el cambio entre la utilidad retenida inicial y otros componentes del patrimonio. Las entidades que aplican esta excepción deben revelar el hecho. Se permite la aplicación anticipada. Igualmente la entidad debe revelar si aplica las reformas a un ejercicio anterior.

La Compañía planea adoptar la nueva norma en la fecha efectiva y actualmente evalúa el impacto que esta ejercerá sobre sus estados financieros consolidados.

Control Interno sobre los Reportes Financieros y Revelación Controles y Procedimientos

De acuerdo con el Instrumento Nacional 52-109 Certification of Disclosure in Issuers' Annual and Interim Filings ("NI 52-109") de los Administradores de Títulos Valores de Canadá ("CSA") la Compañía trimestralmente emite un "Certification of Interim Filings". Este Certificado requiere que los funcionarios certificadores declaren que ellos son responsables de establecer y mantener los Controles y Procedimientos de las Revelaciones ("DC&P") y Control Interno sobre los Reportes Financieros ("ICFR") según se definen dichos términos en el NI 52-109.

La Compañía ha establecido un proceso continuo de verificación de control con un auditor independiente a lo largo del año. El proceso de verificación agrega valor a nuestro programa de cumplimiento de la siguiente manera:

- Realiza una evaluación de riesgos para identificar las áreas de alto riesgo y establece planes de mitigación.
- Optimiza los controles y revisiones claves y actualización de la matriz de riesgo de todos los procesos de la Compañía.
- Aumenta la confianza en los controles a nivel de la entidad y de las aplicaciones automatizadas, e
- Identifica las oportunidades de mejoras de las mejores prácticas y procesos.

Durante el segundo trimestre de 2016, se probaron 309 controles sobre un total de 626 controles optimizados que la Compañía ha implementado. De esta evaluación la Compañía concluyó que no existen debilidades o deficiencias significativas en el diseño y efectividad del ICFR al 30 de junio de 2016.

El ICFR de la Compañía está diseñado para proveer la apropiada certeza con respecto a la confiabilidad del reporte financiero de la Compañía para fines externos de conformidad con las NIIF. El ICFR de la Compañía incluye:

- Mantener registros que de manera precisa y que reflejen razonablemente nuestras transacciones;
- Proveer la certeza razonable de que las transacciones se registran según las necesidades de la preparación de nuestros estados financieros consolidados de conformidad con las NIIF y otros principios contables aplicables y generalmente aceptados;
- Proveer la certeza razonable de que los bienes recibidos y los desembolsos se realizan de acuerdo con las autorizaciones de la gerencia y de los directores de la Compañía;
- Proveer la certeza razonable de que la adquisición, el uso o disposición no autorizada de activos de la Compañía que pudiesen tener un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados será prevenido o detectado de manera oportuna; y
- Proveer el control razonable sobre el acceso y procesamiento de la información en el sistema por medio de procesos de control automatizados de monitoreo.

El ICFR de la Compañía puede no siempre evitar o detectar todas las afirmaciones imprecisas debido a las limitaciones inherentes. Adicionalmente, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad en periodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles puedan no ser los adecuados a causa de los cambios en las condiciones o al deterioro en el grado de cumplimiento con las políticas y procedimientos de la Compañía.

Durante los tres meses finalizados el 30 de junio de 2016, no se registraron cambios en el ICFR de la Compañía que de manera significativa hayan afectado, o razonablemente se pueda esperar que puedan afectar el ICFR de la Compañía.

Los DC&P de la Compañía están diseñados para garantizar razonablemente que:

- a) La información importante relacionada con la Compañía sea puesta en conocimiento de los funcionarios certificadores por los involucrados, en especial durante el periodo en el cual se preparan los reportes anuales; y
- b) La información a revelar por la Compañía en sus reportes anuales, reportes interinos y otros reportes radicados o presentados por esta, conforme a la legislación de títulos valores sea registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los periodos establecidos por la legislación de títulos valores.

Con base en evaluación realizada para asegurar la efectividad de los DC&P de la Compañía, se ha concluido que los DC&P han sido diseñados y operados de manera efectiva al 30 de junio de 2016.



Regalías y Clausulas de Derechos por Precios Altos

Las actuales tasas de regalías aplicables a los volúmenes de hidrocarburos producidos en los activos de la Compañía en Colombia fluctúan entre el 5% y el 20%. Las regalías sobre la producción representan el derecho de los respectivos gobiernos sobre una porción de la participación en la producción de la Compañía y se registran utilizando las tasas vigentes según los términos del contrato y la legislación aplicable en el momento del descubrimiento del hidrocarburo. En Colombia, las regalías del crudo pueden pagarse en especie mientras que las de gas natural se cancelan en efectivo. Durante el segundo trimestre del 2014, la ANH solicitó a la Compañía pagar en efectivo las regalías relacionadas con el condensado del campo La Creciente y las del crudo proveniente de los campos menores operados por la Compañía. En Perú, el cálculo de las regalías para el crudo oscila entre el 5% y el 23%, y el gobierno permite que las compañías paguen en especie o en efectivo; sin embargo, la práctica actual es pagar las regalías en efectivo.

Participación Adicional en la Producción del Campo Quifa SO

La participación de la Compañía en la producción después de regalías en el campo Quifa SO es del 60%. Sin embargo, esta participación puede cambiar mensualmente en función de la formula PAP estipulada en el Contrato de Asociación Quifa. A partir de abril de 2014, la Compañía dio inicio a la entrega de la producción adicional PAP proveniente del campo Quifa SO a Ecopetrol. Adicionalmente, durante la segunda mitad del 2014, la Compañía acordó con Ecopetrol la entrega de aproximadamente 6.500 bbl/d para liquidar el PAP acumulado antes del laudo arbitral final (anteriormente registrado como provisión financiera en los estados financieros de la Compañía a partir de finales del año 2012). Durante el primer trimestre del 2014, la Compañía completó la entrega total del saldo pendiente de los volúmenes PAP acumulados del periodo anterior.

Campo Carrizales (Bloque Cravoviejo)

El 27 de abril de 2014, el área de explotación del campo Carrizales alcanzó la cifra de cinco millones de barriles en producción de crudo acumulada, activando así los derechos de la ANH a una participación adicional PAP de conformidad con el Contrato E&P Cravoviejo. Según los términos del contrato, la participación adicional en la producción del campo Carrizales es pagadera en efectivo o en especie, lo cual ha sido contabilizado como parte de los costos operativos de este campo.

Desacuerdo con la ANH Respecto al PAP

Por medio de varias adquisiciones de negocios la Compañía adquirió ciertos contratos de exploración en los cuales existen desacuerdos pendientes con la ANH, relacionados con la interpretación de la cláusula PAP. Estos contratos exigen que se le pague el PAP a la ANH una vez un área de explotación dentro de un área contratada de manera acumulativa haya producido cinco millones o más de barriles de crudo. El desacuerdo se centra en si las áreas de explotación bajo estos contratos deben ser determinadas individualmente o combinadas con otras áreas de explotación dentro de la misma área contratada, para el propósito de determinar el umbral de los cinco millones de barriles. La ANH ha interpretado que la participación por precios altos debe ser calculada de manera combinada.

La Compañía no está de acuerdo con la interpretación de la ANH, y asevera que, de conformidad con los contratos de exploración, el umbral de los cinco millones debe aplicarse sobre cada una de las áreas de explotación dentro de un área contratada. La Compañía tiene varios contratos sujetos a la participación de ANH por precios altos. Uno de estos contratos es el Bloque Corcel, el cual fue adquirido como parte de la adquisición de Petrominerales y es el único para el cual se ha iniciado un proceso de arbitramento. Sin embargo, el proceso de arbitramento de Corcel estaba suspendido cuando la Compañía adquirió Petrominerales. Al 30 de junio de 2016, la suma en arbitramento era de aproximadamente \$194 millones más intereses relacionados de \$41 millones.

La Compañía también está en desacuerdo con la tasa de interés que la ANH aplica para calcular dichos intereses. La Compañía afirma que dado el hecho de que la participación por precios altos es denominada en dólares americanos, el contrato requiere que la tasa de interés sea LIBOR a tres meses + 4%, mientras que la ANH ha aplicado la tasa máxima de interés legalmente autorizada para obligaciones en pesos colombianos, la cual equivale a más del 20%. La cantidad bajo discusión con la ANH con respecto a otro contrato es de aproximadamente \$99 millones más intereses.

La Compañía y la ANH están actualmente en negociaciones encaminadas a entender más claramente las diferencias en las interpretaciones de estos contratos de exploración. La Compañía cree que mantiene una posición sólida con respecto a la participación por precios altos en base a la interpretación legal de los contratos y la información técnica disponible. Sin embargo, de conformidad con la NIIF 3 con respecto a la contabilización de adquisición de negocios, su contabilización es requerida y, la Compañía ha registrado un pasivo para dichas contingencias a partir de la fecha de adquisición, aun cuando la Compañía cree que el desacuerdo será resuelto a su favor. La Compañía no revela el monto reconocido según lo exigen los párrafos 84 y 85 de la NIC 37, con base en el hecho que eso podría ser perjudicial al resultado de la resolución del conflicto.

Información Actualizada sobre los Permisos Ambientales

Presentación del estudio para la modificación de la Licencia Ambiental en el campo la Creciente; el proyecto de modificación incluye:

- Extender las facilidades de producción a 15 hectáreas
- Obtener el permiso para inyectar agua industrial.

El 7 de junio de 2016, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (“ANLA”) otorgó la licencia ambiental para el campo Cubiro Central, la cual incluye:

- La construcción de 19 plataformas con hasta cinco pozos de producción para un total de 95 pozos.
- El permiso de inyección de agua industrial para 26 nuevos pozos.
- La construcción de 34 km de carretera.
- La construcción de dos nuevas facilidades de producción de diez hectáreas cada una.

Este reporte contiene los siguientes términos financieros los cuales no se contemplan en las NIIF: EBITDA Ajustado, Utilidades (Pérdidas) Netas de las Operaciones, y Flujo de Fondos de las Operaciones. Estas mediciones no contempladas en las NIIF no tienen ningún significado estandarizado y por lo tanto no se pueden comparar con mediciones similares presentadas por otras compañías. Estas mediciones no contempladas en las NIIF se incluyen porque la gerencia usa la información para analizar el rendimiento operativo, el apalancamiento y la liquidez. Por lo tanto, estas mediciones no deben ser consideradas de manera aislada o como sustitutos de mediciones de rendimiento preparadas de conformidad con las NIIF.

EBITDA Ajustado

La Compañía utiliza la medición financiera “EBITDA Ajustado” en este Informe de Gestión, mientras que en el pasado se utilizó el término EBITDA. Nuestro cálculo de esta medición no ha cambiado con respecto a los trimestres anteriores, pero la terminología ha cambiado, en cumplimiento de las directrices impartidas por la Comisión de Títulos Valores de Ontario. La Gerencia cree que el EBITDA Ajustado es un importante indicador de la capacidad de la Compañía para generar liquidez por medio del flujo de caja operativo para financiar las necesidades futuras de capital de trabajo, sufragar el servicio de la deuda pendiente, y financiar inversiones futuras en bienes de capital. La exclusión de partidas no-monetarias y las que ocurren una sola vez, eliminan impactos sobre la liquidez de la Compañía y normaliza el resultado para efectos comparativos. Otros emisores de reportes pueden calcular el EBITDA Ajustado de manera diferente.

La siguiente es la reconciliación de las Utilidades Netas con el EBITDA Ajustado:

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Pérdida neta ⁽¹⁾	\$ (118.654)	\$ (226.377)	\$ (1.019.603)	\$ (948.633)
Ajustes a la pérdida neta				
Impuesto sobre la renta gasto (recuperable)	8.624	(52.158)	18.572	(73.652)
(Ganancia) pérdida en cambio de moneda extranjera	(8.518)	5.414	(5.179)	41.194
Costos financieros	32.891	78.117	101.805	156.975
(Ganancia) pérdida en contratos de gestión de riesgo	(6.073)	68.470	107.472	68.637
Ganancia en inversiones patrimoniales	(29.526)	(13.901)	(56.373)	(31.354)
Otros (ingresos) gastos	(2.210)	25.414	(44.420)	46.984
Compensación basada en acciones	(5.297)	11.475	(8.503)	13.561
Impuesto al patrimonio	-	-	26.901	39.149
Ganancia atribuible al interés minoritario	12.500	13.072	12.507	10.852
Agotamiento, depreciación y amortización	145.891	397.739	376.483	804.158
Deterioro y gastos de exploración	22.788	-	689.686	448.967
Costos de reestructuración	47.940	-	64.720	-
EBITDA Ajustado	\$ 100.356	\$ 307.265	\$ 264.068	\$ 576.838

1. Pérdidas netas atribuibles a los titulares del capital accionario de la casa matriz.

Flujo de Fondos de las Operaciones

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Flujo de caja de las actividades de operación	\$ (8.310)	\$ 97.311	\$ (44.036)	\$ 196.257
Cambios en capital de trabajo no monetario	1.363	70.915	105.191	341.918
Efectivo neto por ingresos diferidos	-	320	75.000	(199.155)
Flujo de fondos de las operaciones	\$ (6.947)	\$ 168.546	\$ 136.155	\$ 339.020

Pérdidas Netas de las Operaciones

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2016	2015	2016	2015
Pérdida neta ⁽¹⁾	\$ (118.654)	\$ (226.377)	\$ (1.019.603)	\$ (948.633)
Costos financieros	32.891	78.117	101.805	156.975
Ganancia de inversiones patrimoniales	(29.526)	(13.901)	(56.373)	(31.354)
Impuesto al patrimonio	-	-	26.901	39.149
(Ganancia) pérdida en cambio de moneda extranjera	(8.518)	5.414	(5.179)	41.194
(Ganancia) pérdida en contratos de gestión de riesgo	(6.073)	68.470	107.472	68.637
Otros (ingresos) gastos	(2.210)	25.414	(44.420)	46.984
Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta	8.624	(52.158)	18.572	(73.652)
Ganancia atribuible a intereses no controlados	12.500	13.072	12.507	10.852
Pérdida neta de las operaciones	\$ (110.966)	\$ (101.949)	\$ (858.318)	\$ (689.848)

1. Pérdidas netas atribuibles a los titulares del capital accionario de la casa matriz.

Métricas de Petróleo y Gas

Este informe contiene las métricas de uso común en la industria del petróleo y del gas natural, como los Netbacks operativos, costos de operación y el precio promedio de realización. Estos términos no tienen un significado estandarizado y pueden no ser comparable con las métricas presentadas por otras compañías, por lo tanto no deben ser usados para hacer comparaciones. Los Netbacks operativos han sido calculados substrayendo el costo de producción, costo de transporte, costo de dilución, otros costos, regalías y overlift/underlift del precio de realización de crudo y gas natural por barril equivalente y pueden ser usados para determinar la utilidad realizada para la Compañía por cada barril de petróleo equivalente vendido. Los costos operacionales han sido calculados incluyendo los costos de producción, costos de transporte y costos de dilución, y pueden ser usados para determinar la rentabilidad de la Compañía. El precio de realización promedio es calculado dividiendo el ingreso por ventas recibido sobre el volumen promedio diario de ventas sobre el curso normal del año y puede ser usado para determinar el precio promedio recibido por la Compañía por cada barril de petróleo equivalente. La gerencia utiliza estas métricas de petróleo y gas para la medición del desempeño y dar a los interesados medidas para comparar las operaciones de la empresa en el tiempo. Los lectores están advertidos de que la información proporcionada por estas métricas, o que se puedan derivar de las métricas que se presentan en este informe, no debe ser tomado como referencia para la inversión o para otros fines.

Hemos cumplido nuestro compromiso con Colombia en el campo Rubiales

El trabajo realizado por la Compañía en el campo Rubiales durante los últimos ocho años es un testimonio de que la sostenibilidad es parte del ADN de Pacific y es una parte significativa de su legado. Fiel a su Política de Sostenibilidad la Compañía colaboró estrechamente con todas las partes interesadas, contribuyendo a crear una región más estable y próspera. Bajo la operación de Pacific, el campo Rubiales recibió la certificación del barril sostenible EO100 durante tres años consecutivos. La EO100, evalúa métricas y metas de desempeño que solucionan los impactos sociales y ambientales que producen las compañías de exploración y producción de petróleo y gas, incluyendo la libertad de asociación, derechos laborales, seguridad física y derechos humanos.

Algunos puntos destacados de nuestra operación:

Económico: Gracias a la experiencia y conocimiento del equipo de Pacific, la Compañía logró cifras de producción bruta sin precedentes lo cual se tradujo en un aumento del 700% en el pago de regalías. La Compañía estaba convencida de que su presencia en estas áreas de operación tenían que servir como un catalizador del crecimiento local y regional, y como tal financió la formalización de más de 170 pequeñas y medianas empresas en la municipalidad de Puerto Gaitán, lo cual las llevó a un aumento por más del 70% en sus ingresos. Por medio de esta iniciativa, Pacific y sus contratistas, realizaron compras por más \$40 millones, mejorando así las vidas de cientos de familias, mientras generaba costos operacionales competitivos. Igualmente durante su periodo como operador, la Compañía contribuyó al desarrollo de importante infraestructura tal como el oleoducto ODL y la línea de transmisión de energía Petroeléctrica la cual representó ahorros importantes para la Compañía y al mismo tiempo redujo la huella ambiental en términos de emisiones.

Social: La operación de la Compañía generó más de 25.000 empleos para los colombianos quienes llevaron a cabo nuestras actividades en consonancia con las mejores normas de salud y seguridad industrial de conformidad con la certificación OSHAS 18001. Queriendo ir más allá del empleo, nosotros mejoramos la calidad de vida de más de 22.000 habitantes de Puerto Gaitán por medio del desarrollo de infraestructura de educación y salud, se apoyó a la cultura e iniciativas de fortalecimiento de los proveedores locales. De conformidad con nuestra Política de Involucramiento de las Partes Interesadas, nosotros creamos rondas de mesas de negociación con el fin de asegurar que nuestras decisiones reflejaran sus expectativas, una práctica que ha sido reconocida por varias organizaciones. Dado el hecho de que al principio de nuestras operaciones el área circunvecina al campo era considerada una zona de conflicto y de alto riesgo, nosotros creamos directrices y procedimientos específicos diseñados para evitar violaciones de los derechos humanos y los promovimos de manera activa entre nuestras partes interesadas; prueba de lo anterior es nuestro ingreso en la organización de Principios Voluntarios.

Ambiental: El campo Rubiales está localizado en un ambiente con una muy rica biodiversidad, lo cual requiere de una gestión integral para evitar su degradación. Con el fin de garantizar lo anterior, la operación había implementado importantes sistemas de gestión tales como ISO 14001 lo cual la obligaba a tener sistemas de monitoreo de la biodiversidad de última generación y planes de contingencia, mecanismos de disposición de residuos, procedimientos de gestión integral del agua y controles específicos de las emisiones. Utilizado todo lo mencionado, la Compañía logró la marca de cero incidentes ambientales significativos. Adicionalmente, la Compañía obtuvo la certificación ISO 50001 para sus plataformas de reinyección, las cuales certificaban que sus plataformas eran eficientes y por lo tanto emitían menos emisiones. Pacific fue la primera compañía en Latinoamérica en obtener esta certificación. La planta de tratamiento de agua Agrocascada, establecida para reducir los costos operacionales y proporcionar uso al agua residual para proyectos locales de agricultura, obteniendo el apoyo de organizaciones internacionales y varios reconocimientos.

La Compañía continuará construyendo sobre la base de las lecciones aprendidas en Rubiales y aplicará su modelo de sostenibilidad en todas sus operaciones.

Información actualizada sobre la decisión de la Corte Constitucional respecto al bloque Quifa:

Según nuestro reporte del primer trimestre, la Compañía cumplió con lo ordenado por la Corte Constitucional y llevó a cabo el proceso de consulta con la comunidad de Vencedor Piriri en el mes de abril de 2016. Después de lograr un acuerdo para compensar las actividades descritas en la decisión de la Corte, la Compañía notificó a esta de su cumplimiento y actualmente las operaciones se encuentran en plena vigencia. Hacia finales de junio de 2016, la Compañía realizó una serie de reuniones con la comunidad indígena anteriormente mencionada con el fin de definir los proyectos de inversión a través del ámbito del plan de vida de la comunidad. Esperamos realizar estos proyectos a lo largo del 2016.

Información actualizada sobre nuestras operaciones en el Perú:

El Bloque 137 fue otorgado a la Compañía en el año 2007. Como parte de su compromiso con los Derechos Humanos, la Compañía no entró en el bloque sin antes recibir la aprobación previa, libre e informada por parte de las comunidades indígenas en el área. Por consiguiente, debido a la falta de un acuerdo entre el Gobierno Peruano, la Compañía y las Comunidades, el bloque fue declarado fuerza mayor en el 2008, y hasta la fecha la Compañía no ha realizado actividades en el territorio. Dado lo anterior, y por respeto a la voluntad de las comunidades, el 17 de junio de 2016, la Compañía notificó a Perupetro su decisión de terminar el contrato. La terminación se hizo efectiva a partir del 17 de julio de 2016, sin penalidades asociadas.



El negocio, las operaciones y las ganancias de la Compañía pueden ser impactados por la ocurrencia de todo tipo de riesgos e incertidumbres incluyendo aquellos de naturaleza financiera, operacional, tecnológica y política los cuales pueden afectar a la industria de crudo y gas en general o a la Compañía específicamente.

Estos riesgos e incertidumbres incluyen el hecho de que a pesar de las diferentes iniciativas de reducción de costos implementadas por la Compañía debido a los actuales precios del petróleo, la Compañía ha requerido y puede requerir en el futuro nueva financiación para cubrir el pago de intereses y el repago de la deuda al momento de sus respectivos vencimientos, y posiblemente para cubrir los gastos de operación en efectivo. Como se mencionó anteriormente, el 27 de abril del 2016 la Compañía obtuvo una orden inicial de la Corte Superior de Justicia de Ontario (la “Corte”) bajo la Ley de Arreglos con Acreedores de Compañías (“CCAA”), que (i) autoriza a las Entidades Solicitantes (según se definió previamente) a iniciar un procedimiento de reestructuración supervisado por la corte; (ii) proporciona protecciones para permitir las operaciones normales de las Entidades Solicitantes mientras consuman la operación de reestructuración con ciertos tenedores de bonos, los prestamistas y The Catalyst Capital Group Inc.; y (iii) aprueba el Financiamiento DIP, todo ello como parte de la Transacción de Reestructuración. No hay certeza sobre la capacidad de la Compañía de reestructurar de manera exitosa sus deudas a largo plazo, y si se requiere obtener financiación adicional si continúan los precios bajos del petróleo, y en consecuencia, existen incertidumbres importantes que pueden aportar dudas sobre la capacidad de la Compañía para seguir en negocio en marcha hasta completar la Transacción de Reestructuración.

El 22 de junio de 2016, la Compañía cerró la Financiación DIP de deudor en posesión por la suma de \$500 millones, menos el descuento original, con (i) ciertos tenedores de Bonos Senior no garantizados de la Compañía (ii) Catalyst. Adicionalmente la Compañía suscribió una nueva facilidad para cartas de crédito por \$115,5 millones con ciertos prestamistas bajo las facilidades de crédito existentes de la Compañía.

La Compañía tiene la intención de financiar las necesidades de efectivo previstas hasta finales del 2016, principalmente con los saldos de efectivo disponible, proveniente del Financiamiento DIP y el flujo de fondos de las operaciones, aunque estos recursos pueden no ser suficientes para financiar esos requisitos.

Para continuar como empresa en funcionamiento, la Compañía debe generar suficiente flujo de efectivo, asegurar capital adicional o de lo contrario deberá buscar una reestructuración estratégica, refinanciación u otras transacciones (incluyendo la Transacción de Reestructuración) que le suministren liquidez adicional. La Compañía no puede asegurar que alguna de estas acciones puedan ser implementadas a tiempo, bajo términos satisfactorios o que se mantengan una vez se inicien. Si no fuese posible, la liquidez de la Compañía y los resultados de las operaciones se verían adversamente y sustancialmente afectados y la Compañía no podría continuar como empresa en funcionamiento. Adicionalmente, la capacidad de la Compañía de implementar exitosamente cualquiera de estas transacciones (incluyendo la Transacción de Reestructuración) y los costos de las mismas dependerán de numerosos factores incluyendo:

- Demanda y precios del petróleo y del gas natural;
- Condiciones económicas generales;
- La fortaleza de los mercados de crédito y capital;
- La capacidad de la Compañía de ejecutar exitosamente sus estrategias operacionales y su desempeños operativo y financiero;
- La capacidad de la Compañía de cumplir con los convenios en sus instrumentos de deuda;
- La capacidad de la Compañía de cumplir con sus acuerdos operacionales;
- La capacidad de la Compañía de mantener las relaciones con sus proveedores, clientes, empleados, accionistas y otras terceras partes; y
- La incertidumbre del mercado con respecto a la capacidad de la Compañía a mantenerse como empresa en funcionamiento, al igual que la confianza de los inversionistas en el Compañía

Otros factores de riesgo importante, incluyen sin limitación

- La capacidad de la Compañía para continuar como negocio en marcha hasta completar la Transacción de Reestructuración.
- El no cumplimiento de la Compañía para completar la transacción de reestructuración, la cual está sujeta a una serie de condiciones y otros riesgos e incertidumbres; aprobaciones regulatorias y de la corte requeridas entre otras;
- Efecto de la Transacción de Reestructuración en el negocio y operaciones de la Compañía;
- Volatilidad en los precios del mercado del petróleo y del gas natural;
- La continuación del ambiente de precios del petróleo con un potencial de descensos adicionales;
- Cualquier impacto negativo sobre las actuales operaciones de la Compañía como resultado de cualquier reestructuración propuesta o el fracaso de lograr implementar la Transacción de Reestructuración.
- Las percepciones de los inversores sobre las perspectivas de la Compañía y las perspectivas de la industria del petróleo y gas en Colombia y otros países donde opera la Compañía y/o posee inversiones;
- Expectativas con respecto a la capacidad de la Compañía de obtener capital y agregar reservas de manera continua por medio de adquisiciones y desarrollo;
- incapacidad para obtener un listado en el que una bolsa de valores es aceptable para la Compañía y otros como lo requiere la Transacción de Reestructuración;
- El efecto de las rebajas de la calificación crediticia sobre el negocio y las operaciones de la Compañía;
- Acontecimientos políticos en Colombia, Guatemala, Perú, Brasil, Guyana y México;
- Pasivos inherentes a las operaciones del petróleo y gas;
- Incertidumbres asociadas a las estimaciones de las reservas de petróleo y gas natural;
- Competencia por, entre otras cosas capital, adquisición de reservas, terrenos no desarrollados y personal calificado;
- Evaluación incorrecta del valor de las adquisiciones y/o anteriores problemas de integración;
- Problemas geológicos, técnicos, de perforación y procesamiento;
- Fluctuaciones en el cambio de divisas o tasas de interés y la volatilidad del mercado de títulos valores;
- Demoras en obtener los permisos ambientales y otras licencias requeridas;
- Incertidumbres en los estimados de capital y costos operativos, estimados de producción y rendimiento económico estimado;
- La posibilidad de que las actuales circunstancias difieran de los estimados y supuestos;
- Incertidumbres relacionadas con la disponibilidad y costos del financiamiento necesario en el futuro; y
- Cambios en la legislación tributaria, los principios contables y los programas de incentivos relacionados con la industria del petróleo y gas.

El Formulario de Información Anual de fecha 18 de marzo de 2016 y la Circular de información de la Compañía y la declaración proxy fechadas el 8 de julio de 2016 preparadas en relación con la Transacción de Reestructuración, cada uno disponible en www.sedar.com, contienen una discusión completa de los riesgos e incertidumbres que podrían tener un efecto en los negocios y operaciones de la Compañía. Se insta a los lectores a estudiar tal discusión en su totalidad.

Conversión Bpe

El término “bpe” es usado en este Informe de Gestión. El bpe puede desorientar, en particular si se usa de manera aislada. Una conversión bpe está basada en un método de conversión de equivalencia de energía aplicable en la punta del quemador y no representa un valor de equivalencia en la cabeza de pozo. En este Informe de Gestión, hemos expresado bpe, usando la conversión estándar colombiana de 5,7 Mcf: 1 bbl, requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Todas las reservas de gas natural de la Compañía se encuentran en La Crecente, Guama y otros bloques en Colombia, como también en el campo Piedra Redonda en el bloque Z-1 en Perú. Para todas las reservas de gas en Colombia, los bpe han sido expresados usando la conversión estándar colombiana de 5,7 Mcf: 1 bbl, requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Para todas las reservas de gas natural en Perú, los bpe han sido expresados usando la conversión estándar utilizada en Canadá de 6,0 Mcf: 1 bbl. Si la conversión estándar de 6,0 Mcf: 1 bbl fuese usada para todas las reservas de gas natural de la Compañía, esto daría como resultado una reducción en las reservas 1P y 2P de aproximadamente 4,2 y 4,7 MMbpe, respectivamente.

Traducción

Este Informe de Gestión fue preparado originalmente en el idioma inglés y subsecuentemente traducido al español. En caso de cualquier diferencia o discrepancia entre la versión original y las versiones traducidas, el documento en inglés prevalecerá y será considerado como la versión gobernante

Las siguientes abreviaciones se utilizan frecuentemente en nuestro Informe de Gestión:

1P	<i>Reservas probadas. (También se conocen como P90)</i>	MMcf/d	<i>Millones de pies cúbicos por día</i>
2P	<i>Reservas probadas + Reservas probables.</i>	MD	<i>Profundidad Medida</i>
3P	<i>Reservas probadas + Reservas probables + Reservas posibles</i>	MMbbl	<i>Millones de barriles de petróleo</i>
API	<i>American Petroleum Institute - gravity measure of petroleum liquid</i>	Mmbpe	<i>Millones de barriles de petróleo equivalente</i>
bbl	<i>Barriles</i>	MMBtu	<i>Millones de unidades térmicas británicas</i>
bbl/d	<i>Barriles por día</i>	MMcf	<i>Millones de pies cúbicos</i>
Bcf	<i>Millardos de pies cúbicos</i>	MMcf/d	<i>Millones de pies cúbicos por día</i>
bpe	<i>Barriles de crudo equivalente</i>	MMscf/d	<i>Millones de pies cúbicos estándar por día</i>
bpe/d	<i>Barriles de petróleo equivalente diario</i>	MW	<i>Megavatios</i>
Btu	<i>Unidad térmica británica</i>	MWh	<i>Megavatios por horas</i>
Bwd	<i>Barriles de agua por día</i>	NGL	<i>Gas Natural Líquido</i>
CBM	<i>Millardos de Pies cúbicos</i>	OOIP	<i>Crudo Original en Sitio</i>
DWT	<i>Dead weight tonnage</i>	Scf	<i>Pies Cúbicos Estándar</i>
EPC	<i>Ingeniería, obtención y construcción</i>	Stb/d	<i>Barriles Estándar por día</i>
ESP	<i>Bomba Electro Sumergible</i>	Tcf	<i>Trillones de pies cúbicos</i>
FOB	<i>Free on board</i>	TD	<i>Profundidad Total</i>
GOR	<i>Ratio Gas – Crudo</i>	TVDSS	<i>Profundidad verdadera por debajo del nivel</i>
GDP	<i>Producción doméstica bruta</i>	USGC	<i>Costa del Golfo US</i>
Ha	<i>Hectárea</i>	WTI	<i>Índice West Texas Intermediate</i>
Km	<i>Kilómetros</i>		
KWh	<i>Kilovatio Hora</i>		
Mbbl	<i>Miles de barriles</i>		
Mbbl/d	<i>Miles de barriles por día</i>		
Mbpe	<i>Miles de barriles de petróleo equivalente</i>		
Mbpe/d	<i>Miles de barriles de petróleo equivalente por día</i>		