

CANACOL ENERGY LTD.

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
SEIS MESES TERMINADOS EN DICIEMBRE 31 DE 2015**



INFORME DE LA ADMINISTRACIÓN

La administración es responsable de la exactitud, integridad y objetividad de los estados financieros consolidados de Canacol Energy Ltd. (la “Compañía”), dentro de límites razonables de importancia. Los estados financieros consolidados que se acompañan han sido preparados por la administración de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera y, cuando es apropiado, reflejan los mejores estimados y juicios de la administración. Los estados financieros consolidados que se acompañan han sido preparados con el uso de políticas y procedimientos establecidos por la administración y reflejan razonablemente la situación financiera, el desempeño financiero y los flujos de caja, conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera. La administración ha establecido y mantiene un sistema de controles internos el cual está diseñado para ofrecer una seguridad razonable sobre que los activos están protegidos contra pérdida o uso no autorizado y que la información financiera es confiable y exacta.

Los auditores externos de la Compañía, Deloitte LLP, han auditado los estados financieros consolidados. Su auditoría provee una visión independiente sobre el cumplimiento por parte de la administración de sus responsabilidades en cuanto se refieren a la razonabilidad de los resultados financieros reportados y el desempeño financiero de la Compañía.

El Comité de Auditoría de la Junta Directiva ha revisado en detalle los estados financieros consolidados junto con la administración y los auditores externos. El Comité de Auditoría ha reportado sus hallazgos a la Junta Directiva, la cual ha aprobado los estados financieros consolidados

(firmado) “Charle Gamba”

Presidente de la Junta Directiva y Presidente Ejecutivo

(firmado) “Jason Bednar”

Vicepresidente Financiero

Marzo 23 de 2016

INFORME INDEPENDIENTE DEL AUDITOR

A los accionistas de Canacol Energy Ltd.

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Canacol Energy Ltd., los cuales comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2015 y al 30 de junio de 2015, y los estados consolidados de resultados y de pérdida integral, los estados consolidados de cambios en el patrimonio, y los estados consolidados de flujos de caja para el período de seis meses terminado el 31 de diciembre de 2015 y el período de doce meses terminado el 30 de junio de 2015, y el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Administración en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la elaboración y presentación razonable de estos estados financieros consolidados, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información financiera, y del control interno que la Administración estime necesario para permitir la elaboración de estados financieros consolidados que estén exentos de inexactitudes significativas, sean debidas a fraude o a error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados con base en nuestras auditorías. Hemos realizado nuestras auditorías de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas de Canadá. Estas normas requieren que cumplamos con las exigencias éticas y planifiquemos y realicemos una auditoría para obtener una seguridad razonable sobre que los estados financieros consolidados están exentos de inexactitudes significativas.

Una auditoría incluye la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y las revelaciones que aparecen en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de que los estados financieros consolidados contengan inexactitudes significativas, sean debidas a fraude o a error. En la realización de esas evaluaciones de riesgo, el auditor considera el control interno relevante en la elaboración y presentación razonable por parte de la entidad de los estados financieros consolidados para diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de lo apropiado de las políticas de contabilidad aplicadas y lo razonable de las estimaciones contables hechas por la Administración, así como la evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido en nuestras auditorías es suficiente y adecuada para brindar una base para nuestra opinión como auditores.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de Canacol Energy Ltd. al 31 de diciembre de 2015 y al 30 de junio de 2015, y su desempeño financiero y sus flujos de caja para el periodo de seis meses terminado el 31 de diciembre de 2015 y el periodo de doce meses terminado el 30 de junio de 2015, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

[Firma:] Deloitte LLP

Contadores Públicos Profesionales, Contadores Públicos
23 de marzo de 2016
Calgary, Alberta

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA

(en miles de dólares de Estados Unidos)

A:	Nota	diciembre 31 de 2015	Junio 30 de 2015
ACTIVOS			
Activos corrientes			
Efectivo		\$ 43,257	\$ 45,765
Efectivo restringido	6	8,147	10,903
Cuentas por cobrar, comerciales y otras		11,682	21,770
Gastos y depósitos pagados por anticipado		4,015	4,906
Inversiones	7	2,800	2,700
Inventario de petróleo crudo		465	1,286
		70,366	87,330
Activos no corrientes			
Efectivo restringido	6	53,574	50,869
Activos de exploración y evaluación	4	149,906	152,925
Propiedades, planta y equipo	5	331,995	363,624
Inversión en acciones	21, 22	15,802	12,734
Inversiones	7	13,679	2,260
Activos de impuestos diferidos	13	33,027	-
		597,983	582,412
Total activos		\$ 668,349	\$ 669,742
PASIVO Y PATRIMONIO			
Pasivos corrientes			
Cuentas por pagar, comerciales y otras		12,704	15,929
Petróleo crudo pagadero en especie		721	1,622
Ingreso diferido	19	2,216	-
Derechos de adquisición de acciones	17	-	67
Unidades de acciones restringidas	17	100	340
Impuesto a la riqueza, por pagar		-	630
Impuestos por pagar		8,315	5,926
		24,056	24,514
Pasivos no corrientes			
Deuda con bancos	8	248,228	267,023
Ingreso diferido	19	3,731	3,731
Obligaciones de desmantelamiento	9	39,989	28,278
Unidades de acciones restringidas	17	55	10
Otras obligaciones de largo plazo		2,801	3,701
Pasivos por impuestos diferidos	13	46,202	850
Total pasivos		365,062	328,107
Patrimonio			
Capital accionario	10	652,202	591,520
Otras reservas		60,206	55,741
Otra pérdida total acumulada		343	347
Déficit		(409,464)	(305,973)
Total patrimonio		303,287	341,635
Total pasivos y patrimonio		\$ 668,349	\$ 669,742

Compromisos y contingencias (nota 18).

Eventos subsiguientes (nota 23).

Ver notas anexas a los estados financieros consolidados.

Aprobado por la Junta Directiva

(firmado) "Jason Bednar"
Miembro de Junta Directiva

(firmado) "Michael Hibberd"
Miembro de Junta Directiva

ESTADO FINANCIERO CONSOLIDADO DE OPERACIONES Y PÉRDIDA TOTAL

(en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción)

	Nota	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Ingresos			
Ingresos de petróleo y gas natural, netos de regalías	15	\$ 38,430	\$ 149,047
Otro ingreso		930	
(Perdida) ganancia en acciones	21, 22	(328)	4,689
Gastos			
Gastos de producción y de transporte		12,796	58,214
Costos de exploración y previos a la licencia	4	8,848	4,517
Generales y administrativos		13,475	24,050
Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	10, 17	3,966	5,887
Agotamiento y depreciación	5	26,479	61,262
Pérdida en cambio y otras		7,081	183
Ganancia en derivados e instrumentos financieros	15	(1,790)	(9,304)
Cambio en provisión y otras transacciones		-	(1,865)
Gasto en impuesto a la riqueza		-	1,501
Deterioro de activos de D&P	5	44,599	72,057
(Ganancia) pérdida en venta de activos		(168)	7,982
		115,286	224,484
Gasto financiero neto	11	11,453	27,807
Pérdida antes de impuestos de renta		(87,707)	(98,555)
Impuesto de renta (recuperación)			
Corriente	13	3,459	7,671
Diferido	13	12,325	(204)
		15,784	7,467
Pérdida neta		(103,491)	(106,022)
Otra pérdida total	21	(4)	-
Pérdida total		(103,495)	(106,022)
Pérdida neta por acción			
Básica y diluida	12	\$ (0.72)	\$ (0.96)
Pérdida total por acción			
Básica y diluida	12	\$ (0.72)	\$ (0.96)

Ver las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

ESTADO FINANCIERO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

(en miles de dólares de Estados Unidos, y los números de acciones en miles)

	Número de acciones ordinarias	Capital accionario	Otras reservas	Otro ingreso total acumulado	Déficit	Total Patrimonio
Saldo a junio 30 de 2014	107,736	\$ 551,049	\$ 48,842	\$ 347	\$ (199,951)	\$ 400,287
Emisión de acciones ordinarias	18,506	39,294	-	-	-	39,294
Opciones de compra de acciones y derechos de adquisición de acciones ejercidos	192	1,177	(421)	-	-	756
Remuneración basada en acciones	-	-	7,320	-	-	7,320
Pérdida neta para el período	-	-	-	-	(106,022)	(106,022)
Saldo a junio 30 de 2015	126,434	\$ 591,520	\$ 55,741	\$ 347	\$ (305,973)	\$ 341,635
Saldo a junio 30 de 2014	126,434	\$ 591,520	\$ 55,741	\$ 347	\$ (305,973)	\$ 341,635
Emisión de acciones ordinarias, neta de costos	32,696	60,112	-	-	-	60,112
Opciones de compra de acciones y derechos de adquisición de acciones ejercidos	136	570	(337)	-	-	233
Remuneración basada en acciones	-	-	4,802	-	-	4,802
Otra pérdida total	-	-	-	(4)	-	(4)
Pérdida neta para el período	-	-	-	-	(103,491)	(103,491)
Saldo a diciembre 31 de 2015	159,266	\$ 652,202	\$ 60,206	\$ 343	\$ (409,464)	\$ 303,287

Ver las notas adjuntas a los estados financieros consolidados.

ESTADO FINANCIERO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE CAJA

(en miles de dólares de Estados Unidos)

	Nota	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Actividades de operación			
Pérdida total para el período		\$ (103,495)	\$ (106,022)
Ajustes:			
Otra pérdida total	21	4	-
Gasto de financiación neto	11	11,453	27,807
Pérdida (ganancia) en acciones	21, 22	328	(4,689)
Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	10, 17	3,966	5,887
Agotamiento y depreciación	5	26,479	61,262
Ganancia no realizada en derivados e instrumentos financieros	15	(1,815)	(9,150)
Pérdida no realizada en cambio y otras		5,999	1,196
Liquidación de pasivo de unidades de acciones restringidas		(225)	(377)
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	13	12,325	(204)
Costos de exploración	4	8,651	3,954
Deterioro de activos de D&P	5	44,599	72,057
Pérdida en venta de activos		-	7,982
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	15	11,007	4,742
		19,276	64,445
Actividades de inversión			
Gastos en activos de exploración y evaluación		(4,703)	(120,989)
Gastos en propiedades, planta y equipo		(28,467)	(69,548)
Disposición de activos de exploración y evaluación	4	-	12,275
Inversiones en Ecuador	22	(176)	-
Inversiones en Interoil	21	(3,225)	-
Inversiones	7	(11,796)	(18)
Cambio en efectivo restringido		51	5,055
Otros pasivos de largo plazo		(599)	-
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	15	(3,943)	(35,529)
		(52,858)	(208,754)
Actividades de financiación			
Pago de deuda con bancos	8	(20,000)	(220,000)
Gasto de financiación neto pagado	11	(9,263)	(16,761)
Emisión de acciones ordinarias, neta de costos	10	60,337	640
Liquidación de derechos fantasma de adquisición de acciones		-	(3,500)
Giro contra deuda con bancos, neto de cargos de financiación	8	-	265,966
		31,074	26,345
Cambio en efectivo		(2,508)	(117,964)
Efectivo, inicio del año		45,765	163,729
Efectivo, final del año		\$ 43,257	\$ 45,765

Ver notas anexas a los estados financieros consolidados.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

(NO AUDITADOS)

Para los años terminados en junio 30 de 2015 y 2014

(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural en Colombia y Ecuador. La sede principal de la Compañía está ubicada en 4500, 525 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, en la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNEEF, y en la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC.

El final del año financiero de la Compañía cambió de junio 30 a diciembre 31 para alinear el final del año de la Compañía con su grupo de pares de modo que se faciliten las comparaciones. De acuerdo con ello, las cifras comparativas para los estados consolidados de operaciones y pérdida total, estados consolidados de cambios en el patrimonio, estados consolidados de flujos de caja y las notas relacionadas con los estados financieros consolidados (los “estados financieros”) son para el período de doce meses terminado en junio 30 de 2015.

La Junta Directiva aprobó estos estados financieros para expedición en marzo 22 de 2016.

NOTA 2 - BASE DE PRESENTACIÓN

Estos estados financieros han sido preparados por la administración de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

Base de medición

Estos estados financieros han sido preparados sobre la base de costos históricos, excepto por el efectivo y los equivalentes a efectivo, el efectivo restringido, los contratos de productos básicos, la deuda convertible en acciones, las inversiones, los derechos de adquisición de acciones, los derechos fantasma de adquisición de acciones, las unidades de acciones restringidas y el petróleo crudo pagadero en especie, los cuales son medidos a valor razonable y los cambios en su valor razonable son registrados en ganancia o pérdida (“valor razonable a través de ganancia o pérdida”), y la deuda con bancos, la cual se mide a costo amortizado.

Estos estados han sido preparados sobre la base de un negocio en marcha.

Moneda funcional y de presentación

Estos estados financieros se presentan en dólares de Estados Unidos, los cuales constituyen tanto la moneda funcional como de presentación.

Estimados y criterios importantes de la administración

La preparación oportuna de los estados financieros de acuerdo con las NIIF requiere que la administración haga estimados y supuestos y emplee criterio en relación con las cantidades medidas de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos reportados de ingresos y gastos durante el período que se reporta. Tales estimados se relacionan principalmente con transacciones no canceladas y eventos a partir de la fecha de los estados financieros. De esta forma, los resultados reales pueden diferir de los montos estimados en la medida en que ocurran los eventos confirmatorios futuros.

La Compañía tiene el 25% de los derechos de voto de su acuerdo conjunto en Ecuador y ha clasificado el acuerdo conjunto como un negocio conjunto (ver nota 22). La Compañía tiene control conjunto sobre este acuerdo en tanto, conforme a los pactos contractuales, se requiere consentimiento unánime de todas las partes para los acuerdos sobre todas las actividades relevantes. El acuerdo conjunto de la Compañía está estructurado como una entidad controlada conjuntamente y otorga a la Compañía y a las partes en el acuerdo derechos sobre los activos netos de la entidad conjuntamente controlada conforme a los acuerdos.

La Compañía tiene el 49% de los derechos de voto de su inversión en Andes InterOil Limited (“InterOil”). La Compañía tiene influencia significativa sobre InterOil con base en sus derechos de voto del 49% y su presencia en la Junta Directiva de InterOil.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Los montos contabilizados por agotamiento, depreciación, amortización, incremento, provisiones por obligaciones de desmantelamiento, valoración de la deuda convertible en acciones, derechos fantasma de adquisición de acciones, derechos de adquisición de acciones, inversiones, unidades de acciones restringidas, petróleo crudo pagadero en especie y opciones de compra de acciones se basan en sus vidas esperadas y otros supuestos pertinentes.

Se requiere muy buen criterio de la administración para determinar la provisión de impuestos de renta. Hay varias transacciones y cálculos para los cuales la determinación definitiva del impuesto es incierta. La Compañía no ha reconocido un beneficio por el activo por impuesto diferido neto creado por sus pérdidas canadienses que no son de capital, llevadas al siguiente período debido a la incertidumbre de realización de tales montos.

El cálculo de la remuneración con base en acciones está sujeto a incertidumbre pues refleja el mejor estimado de la Compañía sobre si se cumplirá o no el desempeño previsto y se asumirán o no obligaciones. Además, los supuestos usados en el cálculo de la remuneración con base en acciones se basan en la volatilidad estimada y las tasas de pérdida estimadas para opciones de compra de acciones que no madurarán.

Los activos de petróleo y gas natural se agrupan en unidades generadoras de efectivo (“UGE”) identificadas como unidades que tienen flujos de caja bastante independientes y son geográficamente integradas. La determinación de las UGE se basó en la interpretación y el criterio de la administración.

La posibilidad de recuperación de los valores en libros de activos de desarrollo y producción se evalúa a nivel de la UGE. La determinación de qué constituye una UGE está sujeta al juicio de la administración. La composición de activos de una UGE puede impactar directamente la posibilidad de recuperación de los activos incluidos en ella. Al evaluar la posibilidad de recuperación de propiedades de petróleo y gas, cada valor en libros de la UGE se compara con su monto recuperable, definido como el mayor entre su valor razonable menos costo de venta y el valor en uso.

Al evaluar el valor en uso, los flujos de caja futuros estimados se descuentan a su valor presente usando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado del valor temporal del dinero y los riesgos específicos del activo. El valor en uso generalmente se calcula por referencia al valor presente de los flujos de caja futuros que se espera que se deriven de la producción de reservas probadas y probables.

Los estimados claves usados en la determinación de flujos de caja futuros de reservas de petróleo y gas incluyen lo siguiente:

- a) Reservas – Los supuestos que son válidos al momento de la estimación de la reserva pueden cambiar significativamente cuando se hace disponible nueva información. Los cambios en los precios futuros estimados, los costos de producción o las tasas de recuperación pueden cambiar el estatus económico de las reservas y puede en últimas llevar a que las reservas sean reexpresadas.
- b) Precios de petróleo y gas natural – Los precios futuros estimados de los precios de petróleo y gas natural se usan en el modelo de flujos de caja. Los precios de productos básicos han fluctuado en años recientes debido a factores globales y regionales, incluidos los fundamentos de oferta y demanda, los niveles de inventario, las tasas de cambio, el clima, y factores económicos y geopolíticos.
- c) Tasa de descuento – La tasa de descuento usada para calcular el valor presente neto de los flujos de caja se basa en estimados de un costo de capital promedio ponderado aproximado. Los cambios en el ambiente económico general pueden tener como consecuencia cambios significativos de este estimado.

NOTA 3 - PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

Principios de consolidación

Subsidiarias – Las subsidiarias son entidades controladas por la Compañía. El control existe cuando la Compañía está expuesta a, o tiene derecho sobre, retornos variables por estar involucrada con la subsidiaria, y tiene la capacidad de afectar tales retornos a través de su poder sobre la subsidiaria. Los estados financieros de las subsidiarias se incluyen en los estados financieros desde la fecha en que el control empieza hasta la fecha en que ese control cesa.

El método contable de compra es usado para contabilizar las adquisiciones de subsidiarias y activos que cumplen con la definición de negocio conforme a las NIIF. El costo de una adquisición se mide como el valor razonable de los

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

activos dados, los instrumentos de capital emitidos, y los pasivos contraídos o asumidos a la fecha del intercambio. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y pasivos contingentes asumidos en una combinación de negocios se miden inicialmente a sus valores razonables a la fecha de adquisición. El exceso del costo de la adquisición sobre el valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos y pasivos contingentes asumidos se registra como crédito mercantil. Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia es reconocida inmediatamente en ganancia o pérdida como una ganancia en la adquisición. Los costos relacionados con la adquisición, distintos a los costos de emisión de acciones, se registran como costos del período en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Operaciones conjuntamente controladas y activos conjuntamente controlados – Varias de las actividades de la Compañía relativas a petróleo y gas natural involucran activos conjuntamente controlados. Los estados financieros incluyen la porción de la Compañía en estos activos conjuntamente controlados y una porción proporcional del respectivo ingreso y los costos operativos relacionados.

Negocios conjuntos – La inversión de la Compañía en el CPI de Ecuador se contabiliza usando el método de participación por el cual la inversión es originalmente reconocida a costo y la participación de la Compañía en el ingreso neto o la pérdida neta del CPI de Ecuador se incluye en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Inversión en Interoil – La inversión de la Compañía en Interoil se contabiliza mediante el uso del método de participación por el cual la inversión es originalmente reconocida al costo y la participación de la Compañía en la pérdida total de Interoil se incluye en los estados consolidados de operaciones y pérdida total de la Compañía.

Transacciones eliminadas en la consolidación – Los saldos y transacciones entre compañías, y todos los ingresos y gastos no realizados derivados de transacciones entre compañías, se eliminan en la consolidación.

Moneda extranjera

El dólar de Estados Unidos es la moneda funcional de la Compañía y sus subsidiarias importantes. Los activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras se convierten a dólares de Estados Unidos a la tasa de cambio del final del período. Los activos, pasivos, ingresos y gastos no monetarios se convierten a las tasas de cambio de la fecha de la transacción. Las ganancias o pérdidas en cambio se incluyen en la determinación de ganancia o pérdida en los estados consolidados de las operaciones y pérdida total.

Instrumentos financieros

Instrumentos financieros no derivados – Los instrumentos financieros no derivados incluyen efectivo y equivalentes a efectivo, efectivo restringido, cuentas por cobrar, comerciales y otras, deuda con bancos, inversiones, unidades de acciones restringidas, cuentas por pagar, comerciales y otras, y otras obligaciones a largo plazo. Los instrumentos financieros no derivados son inicialmente reconocidos a su valor razonable más todo costo de la transacción directamente atribuible, salvo por los activos y pasivos financieros a valor razonable a través de ganancia o pérdida para los cuales todo costo de transacción directamente atribuible se registra al ser contraído. Después del reconocimiento inicial, los instrumentos financieros no derivados son medidos según se describe abajo.

Efectivo y equivalentes a efectivo – El efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen efectivo en depósito en bancos e inversiones a corto plazo con vencimientos originales de tres meses o menos y se miden en forma similar a otros instrumentos financieros no derivados. Después del reconocimiento inicial, este instrumento financiero se mide a valor razonable y los cambios se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Efectivo restringido – El efectivo restringido se refiere al efectivo puesto en fiducia para asegurar el pago de obligaciones derivadas de convenios de exploración. Después del reconocimiento inicial, este instrumento financiero se mide a valor razonable y los cambios se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Inversiones – Las inversiones se registran a valor razonable a través de ganancia o pérdida. Después del reconocimiento inicial, el instrumento financiero es medido a valor razonable y los cambios en el mismo se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Unidades de acciones restringidas – Las unidades de acciones restringidas se registran a valor razonable a través de ganancia o pérdida. Después del reconocimiento inicial, este instrumento financiero es medido a valor razonable y los cambios en el mismo se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Deuda con bancos – La deuda bancaria se registra al costo amortizado, neta de costos de transacción directamente atribuibles. Después del reconocimiento inicial, los costos de transacción directamente atribuibles se amortizan en el valor en libros según el método de interés efectivo por el término de la línea de crédito, a través de los estados consolidados de operaciones y ganancia o pérdida total.

Petróleo crudo pagadero en especie – El petróleo crudo pagadero en especie se registra a valor razonable a través de ganancia o pérdida. Después del reconocimiento inicial, estos instrumentos financieros se miden a valor razonable y los cambios en los mismos se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Otros – Otros instrumentos financieros no derivados, como cuentas por cobrar, comerciales y otras, cuentas por pagar, comerciales y otras, ingreso diferido y otras obligaciones a largo plazo, se miden a costo amortizado menos pérdidas por deterioro.

Derechos de adquisición de acciones – Los derechos de adquisición de acciones se registran a valor razonable a través de ganancia y pérdida. Después de su reconocimiento inicial, se miden a valor razonable y los cambios se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Propiedades, planta y equipo y activos de exploración y evaluación

Reconocimiento y medición

Activos de exploración y evaluación (“E&E”) – Los costos de E&E, incluidos los costos de adquisición de licencias, obtención de cesiones de participación o adquisición de derechos a la participación en la explotación, y los costos generales y administrativos directamente atribuibles, son capitalizados inicialmente como activos de E&E tangibles o intangibles, de acuerdo con la naturaleza del activo adquirido. Los costos se acumulan en centros de costos por pozo, campo o área de exploración, a la espera de la determinación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial.

Cuando se determina que los activos de E&E son técnicamente factibles y comercialmente viables (asignación de reservas probadas y probables), los costos acumulados se transfieren a propiedades, planta y equipo. Cuando se determina que los activos de E&E no son técnicamente factibles ni comercialmente viables, o la Compañía decide no continuar con su actividad, los costos irre recuperables son cargados en los estados consolidados de operaciones y pérdida total como costos de exploración.

Los activos de E&E son asignados a las UGE y evaluados para establecer su deterioro cuando son transferidos a propiedades, planta y equipo o en cualquier circunstancia en que existan datos suficientes para determinar la factibilidad técnica y viabilidad comercial, y los hechos y circunstancias sugieran que el valor en libros excede el monto recuperable.

Costos de desarrollo y producción (“D&P”) – Los rubros de propiedades, planta y equipo, los cuales incluyen activos de desarrollo y producción de petróleo y gas natural, se miden a costo menos el agotamiento y la depreciación acumulados y las pérdidas acumuladas por deterioro. Los activos de “D&P” se agrupan en UGE para prueba de deterioro.

Cuando partes importantes de un ítem de propiedades, planta y equipo, incluidas las participaciones en petróleo y gas natural, tienen vidas útiles diferentes, se contabilizan como ítems separados (componentes importantes).

Las ganancias y pérdidas en la disposición de un ítem de propiedades, planta y equipo, incluidas las participaciones en petróleo y gas natural, se determinan mediante la comparación de los recursos provenientes de la disposición con el valor en libros de propiedades, planta y equipo, y se reconocen netos en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Costos posteriores – Los costos contraídos después de la determinación de la factibilidad técnica y viabilidad comercial y los costos de reemplazo de partes de propiedades, planta y equipo, se reconocen como participaciones en petróleo y gas natural solo cuando aumentan los beneficios económicos futuros incorporados en el activo específico al cual se refieren. Todos los demás gastos se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total al incurrir

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

en ellos. Tales participaciones capitalizadas en petróleo y gas natural generalmente representan costos contraídos para desarrollar reservas probadas y/o probables y obtener o aumentar la producción de tales reservas, y se acumulan por campo o área geotécnica. El valor en libros de todo componente reemplazado o vendido es dado de baja. Los costos del mantenimiento cotidiano de propiedades, planta y equipo se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total en la medida en que son contraídos.

Agotamiento y depreciación – El valor neto en libros de los activos de D&P se agota según el método de unidades de producción por referencia a la razón de producción en el período a reservas probadas más probables relacionadas, tomando en consideración los costos de desarrollo futuros estimados necesarios para llevar tales reservas a producción. Los costos de desarrollo futuros se estiman tomando en consideración el nivel de desarrollo requerido para producir las reservas.

Las reservas probadas y probables se estiman con base en informes de ingenieros de reservas independientes y representan las cantidades estimadas de petróleo crudo, gas natural y líquidos de gas natural con respecto a las cuales los datos geológicos, geofísicos y de ingeniería demuestran con un grado específico de certeza que pueden obtenerse en años futuros de yacimientos conocidos, y las cuales son consideradas como susceptibles de ser producidas comercialmente.

Las reservas pueden ser consideradas como susceptibles de ser producidas comercialmente si la administración tiene la intención de desarrollarlas y producirlas y tal intención se basa en:

- una evaluación razonable de los aspectos económicos futuros de dicha producción;
- una expectativa razonable de que hay un mercado para toda o sustancialmente toda la producción esperada de petróleo y gas natural; y
- evidencia de que las instalaciones necesarias de producción, transmisión y transporte están disponibles o pueden hacerse disponibles.

Para otros activos, la depreciación es reconocida en ganancia o pérdida según el método de línea recta por la vida útil estimada de cada parte de un ítem de propiedades, planta y equipo. Los activos arrendados se deprecian por el período más corto entre el del arrendamiento y la vida útil, a menos que sea razonablemente cierto que la Compañía obtendrá la propiedad al final del período del arrendamiento. La tierra no se deprecia.

Las vidas útiles estimadas para otros activos, para el año corriente y los años comparativos, son las siguientes:

Equipo y otros	2 - 5 años
Mejoras a bienes en arriendo	Por el término del contrato de arrendamiento

Los métodos de depreciación, las vidas útiles y los valores residuales son revisados en cada fecha de reporte.

Activos arrendados

Los arrendamientos en los cuales la Compañía asume sustancialmente todos los riesgos y recompensas de la propiedad son clasificados como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se reconocen como activos por el valor más bajo entre el valor razonable de la propiedad arrendada y el valor presente de los pagos de arrendamiento mínimos según lo determinado al comienzo del arrendamiento. Todo costo directo inicial se suma al monto reconocido como un activo. Los arrendamientos financieros se amortizan por el término del arrendamiento.

Los demás arrendamientos son arrendamientos operativos, los cuales no son reconocidos en los estados consolidados de situación financiera. Los pagos hechos conforme a arrendamientos operativos son reconocidos en los estados consolidados de operaciones y pérdida total por el método de línea recta y por el término del arrendamiento.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Deterioro

La pérdida por deterioro con respecto a un activo financiero medido a costo amortizado se calcula como la diferencia entre su valor en libros y el valor presente de los flujos de caja futuros estimados descontados a la tasa de interés efectiva original.

Los activos financieros individualmente significativos se someten a pruebas de deterioro en forma individual. Los demás activos financieros son evaluados colectivamente en grupos que compartan características similares de riesgo de crédito.

Todas las pérdidas por deterioro se reconocen en los estados consolidados de operaciones y ganancia o pérdida total.

Toda pérdida por deterioro es reversada si la reversión puede ser relacionada objetivamente con un evento que ocurra después de que la pérdida por deterioro haya sido reconocida. Para activos financieros medidos a costo amortizado, la reversión se reconoce en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Activos financieros – El activo financiero es evaluado en cada fecha de reporte para determinar si hay evidencia objetiva de su deterioro. Se considera que un activo financiero ha sufrido deterioro cuando la evidencia objetiva indica que uno o más eventos han tenido un efecto negativo en los flujos de caja futuros estimados de ese activo.

Activos no financieros – Los valores en libros de los activos no financieros de la Compañía, distintos a activos de E&E y activos por impuestos de renta diferidos, se revisan en cada fecha de reporte para determinar si hay alguna indicación de deterioro. Si tal indicación existe, entonces se estima el monto recuperable del activo. Los activos de E&E se evalúan para identificar deterioro cuando son reclasificados a propiedades, planta y equipo como participaciones en petróleo y gas natural, y también si los hechos y circunstancias sugieren que su valor en libros excede el monto recuperable. Los activos por impuestos de renta diferidos se revisan para cada fecha de reporte y se reducen en la medida en que ya no sea probable que se realice el beneficio tributario respectivo.

Para fines de la prueba de deterioro, los activos se agrupan en el grupo más pequeño de activos que generen entradas de efectivo provenientes del uso continuado que sean en buena medida independientes de las entradas de efectivo de otros activos o grupos de activos. El monto recuperable de un activo o una UGE es el mayor entre su valor en uso y su valor razonable menos costos de venta.

Los activos de E&E se asignan a las UGE relacionadas cuando son evaluados para determinar deterioro, tanto al momento en que se dan hechos y circunstancias generadores, como cuando se reclasifican como activos productivos (participaciones en petróleo y gas natural en propiedades, planta y equipo).

La pérdida por deterioro se reconoce si el valor en libros de un activo o su UGE excede su monto recuperable estimado. Las pérdidas por deterioro se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total. Las pérdidas por deterioro reconocidas con respecto a las UGE son asignadas primero para reducir el valor en libros de cualquier crédito mercantil asignado a las unidades y después para reducir el valor en libros de los otros activos en la unidad (o grupo de unidades), a prorrata.

Con respecto a los activos distintos al crédito mercantil, las pérdidas por deterioro reconocidas en años anteriores se evalúan en cada fecha de reporte en busca de cualquier indicación de que la pérdida haya disminuido o ya no exista. La pérdida por deterioro se reversa si ha habido un cambio en los estimados usados para determinar el monto recuperable. La pérdida por deterioro se reversa solo en la medida en que el valor en libros del activo no exceda del valor en libros que podría haber sido determinado, neto de agotamiento y depreciación o amortización, si no se hubiera reconocido una pérdida por deterioro.

Provisiones

Se reconoce una provisión si, como resultado de un evento pasado, la Compañía tiene una obligación legal presente o inferida que puede ser estimada en forma confiable, y es probable que sea necesaria una salida de recursos económicos para saldar la obligación. Las provisiones se determinan mediante el descuento de los flujos de caja futuros esperados a una tasa antes de impuestos que refleje las evaluaciones corrientes de mercado sobre el valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del pasivo. No se reconocen provisiones por pérdidas operacionales futuras.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Obligaciones de desmantelamiento – Las actividades de la Compañía dan lugar a actividades de desmantelamiento, retiro y recuperación de sitios. Se hace la provisión por el costo estimado de restauración del sitio y se capitaliza en la respectiva categoría del activo.

Las obligaciones de desmantelamiento se miden al valor presente del mejor estimado de la administración sobre los gastos requeridos para atender la obligación presente en la fecha de finalización del período. Después de la medición inicial, la obligación se ajusta al final de cada período para reflejar el transcurso del tiempo y los cambios en los flujos de caja futuros estimados subyacentes a la obligación. El aumento de la provisión por el paso del tiempo se reconoce como costos financieros mientras que los aumentos o disminuciones debidos a cambios en los flujos de caja futuros estimados se capitalizan. Los costos reales contraídos al pagar las obligaciones de desmantelamiento se cargan contra la provisión en la medida en que la provisión haya sido establecida.

Inventario

El inventario consiste en petróleo crudo en tránsito o en tanques de almacenamiento a la fecha de reporte, y se valora al monto menor entre el costo, según el método de costo promedio ponderado, y el valor neto realizable. Los costos incluyen los gastos directos e indirectos, incluidos agotamiento y depreciación, contraídos para traer el petróleo crudo a su condición y sitio actuales.

Ingreso

Los ingresos de la Compañía se derivan principalmente de la producción de petróleo y gas natural.

El ingreso por la venta de petróleo y gas natural se registra cuando los riesgos significativos y las recompensas de la propiedad del producto se transfieren al comprador, es probable que los beneficios económicos relacionados con la transacción fluyan hacia la Compañía, y la Compañía no tenga intervención gerencial continua o control sobre el producto, lo cual usualmente ocurre cuando el título legal pasa a un tercero.

El ingreso se registra neto de cualquier regalía cuando el monto del ingreso puede ser confiablemente medido y los costos generados con respecto a la transacción pueden ser confiablemente medidos.

Remuneración con base en acciones

El valor razonable a la fecha de otorgamiento de las opciones de compra de acciones otorgadas a directivos, empleados y miembros de junta se reconoce como un gasto de remuneración con base en acciones con el aumento correspondiente en superávit aportado por el período de vencimiento. Se estima una tasa de pérdida en la fecha de otorgamiento y la misma se ajusta para reflejar el número real de opciones que vencen. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas se estima con el uso del modelo de fijación de precios de opciones de Black-Scholes.

Unidades de acciones restringidas

El valor razonable a la fecha de otorgamiento de las unidades de acciones restringidas otorgadas a directivos, empleados y miembros de junta directiva se reconoce como gasto de unidades de acciones restringidas con el aumento correspondiente en el pasivo de unidades de acciones restringidas. Después del reconocimiento inicial, el pasivo de unidades de acciones restringidas se mide a valor razonable y los cambios al mismo se reconocen en los estados consolidados de operaciones y pérdida total.

Ingreso y gasto financiero

El ingreso o gasto financiero neto está compuesto por ingreso por intereses, gasto de intereses en préstamos, amortización de cargos por adelantado y aumento del descuento en obligaciones de desmantelamiento.

Los costos de préstamos que se contraen para la construcción de activos calificados se capitalizan durante el lapso que se requiere para completar y preparar los activos para su uso previsto o su venta. Todos los demás costos de préstamos se reconocen en ganancia o pérdida con el uso del método de interés efectivo.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Impuestos de renta

Los gastos por impuestos de renta comprenden los impuestos de renta corrientes y diferidos. El gasto por impuestos de renta se reconoce en los estados consolidados de operaciones y pérdida total excepto en la medida en que se relacione con ítems reconocidos directamente en el patrimonio, en cuyo caso se reconoce en el patrimonio.

El impuesto de renta corriente es el impuesto esperado por pagar sobre el ingreso gravable del período, con el uso de tasas de impuestos promulgadas o sustancialmente promulgadas en la fecha de reporte, así como todo ajuste al impuesto por pagar con respecto a períodos previos.

El impuesto de renta diferido es reconocido con el método del pasivo, teniendo en cuenta las diferencias temporales entre los valores en libros de activos y pasivos para fines de reporte financiero y los montos usados para fines tributarios. El impuesto de renta diferido no se reconoce en el reconocimiento inicial de activos o pasivos en una transacción que no sea una combinación de negocios. Además, el impuesto de renta diferido no es reconocible por diferencias tributarias temporales derivadas del reconocimiento inicial de crédito mercantil. El impuesto de renta diferido se mide a las tasas de impuesto que se espera que se apliquen a las diferencias temporales cuando ellas se reversen, con base en las leyes que hayan sido promulgadas o sustancialmente promulgadas a la fecha de reporte.

Los activos y pasivos de impuesto de renta diferido se compensan si hay un derecho de compensación legalmente exigible, y se relacionan con impuestos de renta fijados por la misma autoridad tributaria sobre la misma entidad gravada, o sobre diferentes entidades gravadas, pero con la intención de saldar pasivos y activos de impuesto corriente sobre una base neta, o si sus activos y pasivos serán realizados simultáneamente.

Los activos por impuesto de renta diferido se reconocen en la medida en que sea probable que estén disponibles las ganancias gravables futuras contra las cuales pueda ser utilizada la diferencia temporal. Los activos por impuesto de renta diferido se revisan para cada fecha de reporte y se reducen en la medida en que ya no sea probable que se realice el beneficio tributario relacionado.

Ganancia (pérdida) neta por acción y ganancia (pérdida) total por acción

La ganancia (pérdida) neta por acción y la ganancia (pérdida) total por acción básicas se calculan mediante la división de la ganancia (pérdida) neta y la ganancia (pérdida) total atribuibles a los titulares de acciones ordinarias de la Compañía por el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período. La ganancia (pérdida) neta por acción y la ganancia (pérdida) total por acción diluidas se determinan mediante el ajuste de la ganancia (pérdida) neta y la ganancia (pérdida) total atribuibles a los titulares de acciones ordinarias y el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para los efectos de instrumentos dilusivos tales como opciones de compra de acciones, derechos de adquisición de acciones y títulos de deuda convertible en acciones.

Pronunciamientos contables recientes

Los siguientes son pronunciamientos nuevos sobre las NIIF que han sido emitidos pero que aún no están en vigencia y no han sido adoptados anticipadamente, y que pueden tener un impacto para la Compañía en el futuro, según se explica a continuación.

(i) Reforma la NIC 1

En enero 1 de 2016 la Compañía deberá adoptar las reformas a la NIC 1, las cuales involucran la aplicación de criterio profesional en la determinación de cuál información debe ser revelada en los estados financieros. Además, las reformas establecen que el criterio profesional debe ser utilizado en la determinación de dónde y en qué orden debe ser presentada la información en las revelaciones financieras.

(ii) Entidades de inversión: aplicación de la excepción de consolidación (reformas a la NIIF 10, la NIIF 12 y la NIC 28)

En enero 1 de 2016 la Compañía deberá adoptar las reformas a la NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, la NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”, y la NIC 28, “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”, las cuales introducen aclaraciones a los requisitos para la contabilidad de entidades de inversión. Las reformas también brindan alivio en ciertas circunstancias al aplicar los requisitos de consolidación.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

(iii) NIC 16, “Propiedades, planta y equipo”, y NIC 38, “Activos intangibles”

En enero 1 de 2016 la Compañía deberá adoptar la aclaración de la definición de “Método aceptable de depreciación y amortización” para excluir un método de depreciación que esté basado en ingreso que sea generado por una actividad que incluya el uso de un activo.

(iv) NIIF 11, “Acuerdos conjuntos”

En enero 1 de 2016 la Compañía deberá adoptar la reforma a la NIIF 11, “Acuerdos conjuntos”, para contabilizar adquisiciones de participación en operaciones conjuntas. La reforma exige que el adquirente de una participación en una operación conjunta en la cual la actividad constituya un negocio aplique todos los principios contables de combinación de negocios de la NIIF 3 y otras NIIF, salvo aquellos principios que entren en conflicto con la directriz de la NIIF 11, y que revele la información exigida por la NIIF 3 y otras NIIF para combinaciones de negocios.

(v) NIC 27, “Estados financieros separados”

En enero 1 de 2016 la Compañía deberá adoptar la reforma a la NIC 27, “Estados financieros separados”, para la aplicación del método de capital en estados financieros separados.

(vi) Ingreso de contratos con clientes

En enero 1 de 2018 la Compañía deberá adoptar la NIIF 15, “Ingreso de contratos con clientes”. La NIIF 15 fue emitida en mayo de 2014 y reemplazará la NIC 11, “Contratos de construcción”, la NIC 18, “Reconocimiento de ingresos”, la CINIIF 13, “Programas de fidelización de clientes”, la CINIIF 15, “Acuerdos para la construcción de inmuebles”, la CINIIF 18, “Transferencias de activos por parte de clientes”, y la SIC 31 “Ingreso – transacciones de permuta que involucran servicios de publicidad”. La NIIF 15 ofrece un modelo sencillo de cinco pasos, basado en principios contables, el cual será aplicado a todos los contratos con clientes, con limitadas excepciones las cuales incluyen, entre otras, los arrendamientos dentro del alcance de la NIC 17 y los instrumentos financieros y otros derechos u obligaciones contractuales dentro del alcance de la NIIF 9, “Instrumentos financieros”, la NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, y la NIIF 11, “Acuerdos conjuntos”. Además del modelo de cinco pasos, la norma especifica cómo contabilizar los costos incrementales de la obtención de un contrato y los costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Los requisitos de la norma también se aplicarán al reconocimiento y la medición de ganancias y pérdidas en la venta de algunos activos no financieros que no sean un producto de las actividades ordinarias de la Compañía.

(vii) Instrumentos financieros

En enero 1 de 2018 la Compañía deberá adoptar la NIIF 9, “Instrumentos financieros”, la cual es el resultado de la primera fase del proyecto de la Junta Internacional de Normas Contables (“IASB”) para reemplazar la NIC 39, “Instrumentos financieros: reconocimiento y medición”, y la CINIIF 9, “Nueva evaluación de derivados incorporados”. La nueva norma reemplaza la clasificación y los modelos de medición múltiples actuales para activos y pasivos financieros con un solo modelo que sólo tiene dos categorías de clasificación: costo amortizado y valor razonable. Las reformas a la NIIF 7, “Instrumentos financieros: revelaciones” también deberán ser adoptadas por la Compañía simultáneamente con la NIIF 9.

Porciones de la norma se mantienen en desarrollo y el impacto total de la misma en los estados financieros consolidados no será conocido hasta que el proyecto esté completo.

(viii) NIIF 16: Arrendamientos

En enero 1 de 2019, la Compañía deberá adoptar la NIIF 16: Arrendamientos, para reemplazar la directriz existente de la NIC 17: Arrendamientos. El estándar establece los capitales y la revelación relacionada con el monto, la oportunidad y la incertidumbre de flujos de caja derivados de un arrendamiento.

Los nuevos pronunciamientos de las NIIF no tendrán impacto significativo en los estados financieros.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

NOTA 4 - ACTIVOS DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN

Saldo a junio 30 de 2014	\$	133,510
Adiciones		73,183
Adquisiciones de propiedades		75,609
Disposiciones y acuerdos de cesión de participación		(19,963)
Transferidos a activos de D&P (nota 5)		(107,284)
Transferidos a gastos de exploración		(2,130)
Saldo a junio 30 de 2015	\$	152,925
Adiciones		5,632
Gasto de exploración		(8,651)
Saldo a diciembre 31 de 2015	\$	149,906

Durante el año terminado en junio 30 de 2015, la Compañía adquirió derecho a una participación adicional del 20% en los contratos de Exploración y Producción (“E&P”) COR 4 y COR 12 situados en la Cuenca del Alto Magdalena en Colombia, por un pago total en efectivo de \$5 millones. Además, la Compañía también adquirió el derecho al 100% de participación en cada uno de los contratos de E&P de VIM-5 y VIM-19 situados en la Cuenca del Alto Magdalena en Colombia, por una contraprestación total consistente en un pago en efectivo de \$29.5 millones y un derecho de regalía del 3% sobre el ingreso neto generado por la venta de hidrocarburos derivados de la perforación de cualquier pozo de exploración en tales bloques.

En relación con la adquisición de los contratos de E&P de VIM-5 y VIM-19, la Compañía celebró un acuerdo de cesión de participación con un socio de la industria por el 25% de participación en los contratos de E&P de VIM-5 y VIM-19 por una contraprestación total de \$12 millones, consistente en un pago en efectivo de \$7.5 millones y un reembolso del 50% de los costos de perforación hasta \$9 millones realizados por la Compañía en dos pozos exploratorios bajo el contrato VIM 5.

La Compañía adquirió la participación restante del 25% en los contratos de E&P de VIM-5 y VIM-19 de su socio de industria, pagada mediante la emisión de 8.749.424 acciones a un valor de \$2.06 por acción para un total de \$18 millones (ver nota 11), un pago en efectivo de \$5 millones, y la compensación de \$15 millones de cuentas por cobrar. La Compañía además debe pagar una contraprestación futura de \$1.13 millones por billón de pies cúbicos (“Bcf”) por el 25% de las reservas probadas y probables registradas en el descubrimiento Clarinete sobre y por encima de aquellas registradas en el informe de febrero 28 de 2015, si las hay, hasta e incluido el momento del informe de reservas de la Compañía para el período terminado en junio 30 de 2016, con un límite máximo de \$13 millones, pagadera 15 días después de la emisión de dicho informe, en efectivo o en acciones ordinarias, a elección de la Compañía. Adicionalmente, la Compañía ha acordado pagar una regalía del 1% sobre los ingresos netos de ventas de gas de los bloques, excluido el actual descubrimiento de Clarinete, con un límite máximo de un total acumulado de \$10 millones.

Durante el año terminado en junio 30 de 2015, la Compañía dispuso de su derecho en el contrato de E&P de Morichito, con lo cual obtuvo recursos por un total de \$0.5 millones, lo cual resultó en una pérdida en venta de activos de D&P y E&E por un total de \$7.9 millones.

Durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, la Compañía evaluó sus bloques de exploración para identificar deterioro y, como resultado del abandono o abandono planeado de ciertos bloques, todos los costos y las participaciones capitalizadas relacionados con tales bloques han sido llevados a gastos de exploración. Además de los \$8.7 millones (\$3.9 millones en los doce meses terminados en junio 30 de 2015) de costos relacionados con abandono, \$0.2 millones (\$0.6 millones en los doce meses terminados en junio 30 de 2015) de costos previos a la licencia también fueron incluidos en costos previos a la licencia y costos exploración para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

NOTA 5 – PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

	Activos de petróleo y gas natural	Activos corporativos y otros	Total
Costo			
Saldo a junio 30 de 2014	583,043 \$	8,704 \$	591,747
Adiciones	89,437	767	90,204
Disposiciones	(1,691)	-	(1,691)
Transferidos de activos de E&E (nota 4)	107,284	-	107,284
Eliminación y otros	(252)	(31)	(283)
Saldo a junio 30 de 2015	\$ 777,821	\$ 9,440	\$ 787,261
Adiciones	38,863	198	39,061
Eliminación y otros	(56)	(87)	(143)
Saldo a diciembre 31 de 2015	\$ 816,628	\$ 9,551	\$ 826,179
Agotamiento y depreciación acumulados			
Saldo a junio 30 de 2014	\$ (285,729)	\$ (4,620)	\$ (290,349)
Agotamiento y depreciación	(60,643)	(619)	(61,262)
Deterioro	(72,057)	-	(72,057)
Eliminación y ajustes de inventario	98	(67)	31
Saldo a junio 30 de 2015	\$ (418,331)	\$ (5,306)	\$ (423,637)
Agotamiento y depreciación	(26,185)	(294)	(26,479)
Deterioro	(44,599)	-	(44,599)
Eliminación y ajustes de inventario	488	43	531
Saldo a diciembre 31 de 2015	\$ (488,627)	\$ (5,557)	\$ (494,184)
Valor en libros			
A junio 30 de 2014	\$ 297,314	\$ 4,084	\$ 301,398
A junio 30 de 2015	\$ 359,490	\$ 4,134	\$ 363,624
A diciembre 31 de 2015	\$ 328,001	\$ 3,994	\$ 331,995

Durante el año terminado en junio 30 de 2015, la Compañía dispuso de su derecho en el contrato de E&P de Morichito, con lo cual obtuvo recursos por un total de \$0.5 millones, lo cual resultó en una pérdida en venta de activos de D&P y E&E por un total de \$7.9 millones.

Durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 se registró una reducción de \$44.6 millones (\$72.1 millones en los doce meses terminados en junio 30 de 2015) principalmente con base en el monto recuperable estimado de las UGE de LLA-23, Capella y Santa Isabel, que representan el valor en uso con flujos de caja de reservas descontados según lo determinado por los evaluadores de reservas externos de la Compañía y los actuales precios proyectados de petróleo crudo. Tal reducción fue principalmente el resultado de la debilidad de los precios de referencia del petróleo crudo a diciembre 31 de 2015. Las demás UGE de la Compañía no se vieron afectadas.

Las pruebas de deterioro realizadas a diciembre 31 de 2015 se basaron en cálculos de valor en uso mediante la utilización de tasas de descuento antes de impuestos entre el 10% y el 15% y los siguientes estimados de precios futuros de productos básicos:

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Año	Petróleo WTI (US\$/bbl) a diciembre 31 de 2015	Petróleo WTI (US\$/bbl) a junio 30 de 2015
2015	-	60.00
2016	48.00	66.30
2017	56.10	72.83
2018	60.34	79.59
2019	66.86	84.43
2020	72.52	86.12
2021	77.29	90.09
2022	84.46	91.89
2023	86.15	93.73
2024	87.87	95.61
2025	89.63	97.52
2026	91.42	99.47
2027	93.25	101.46
Resto	+2.0% por año	+2.0% por año

La siguiente tabla resume los deterioros, el monto recuperable y la tasa de descuento utilizada para cada UGE que tuvo deterioro.

UGE	Monto recuperable (\$)	Tasa de descuento ajustada por riesgo (%)	Deterioro registrado (\$)
LLA-23	59,725	15%	40,021
Capella	17,302	15%	3,613
Santa Isabel	717	15%	965
Total	77,744		44,599

La siguiente tabla demuestra el efecto de la tasa de descuento asumida y el efecto de la proyección de los estimados de precios de productos básicos de referencia en los cargos por deterioro para cada UGE registrados para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015. La sensibilidad se basa en un aumento de uno por ciento y una disminución de uno por ciento en la tasa de descuento asumida y un aumento de \$5/bbl y una disminución de \$5/bbl en la proyección del estimado del precio de productos básicos de referencia.

UGE	Deterioro + 1% Tasa de Descuento (\$)	Deterioro - 1% Tasa de Descuento (\$)	Deterioro +\$5/bbl Precios Futuros (\$)	Deterioro - 5/bbl Precios Futuros (\$)
LLA-23	1,301	(1,301)	(10,924)	10,924
Capella	2,091	(2,091)	(3,613)	10,023
Santa Isabel	17	(17)	(343)	343
Total	3,409	(3,409)	(14,880)	21,290

NOTA 6 – EFECTIVO RESTRINGIDO

	Diciembre 31 de 2015	Junio 30 de 2015
Efectivo restringido – corriente	\$ 8,147	\$ 10,903
Efectivo restringido – no corriente	53,574	50,869
	\$ 61,721	\$ 61,772

A diciembre 31 de 2015, el efectivo restringido consistía en \$48.6 millones de depósitos a término usados como garantía para respaldar los préstamos del CPI de Ecuador, (\$7.7 millones clasificados como corrientes; \$40.9 millones clasificados como no corrientes), \$8.3 millones para compromisos de trabajo y otros compromisos de capital (\$0.4

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

millones clasificados como corrientes; \$7.9 millones clasificados como no corrientes), y \$4.8 millones mantenidos en una cuenta de reserva de deuda según lo requerido conforme a su deuda con bancos (clasificados como no corrientes).

NOTA 7 – INVERSIONES

Saldo a julio 30 de 2014	\$	7,755
Adiciones		2,758
Disposiciones		(2,740)
Pérdida realizada		(5)
Pérdida no realizada		(2,126)
Pérdida en cambio		(682)
Saldo a junio de 2015		4,960
Adiciones		12,006
Disposiciones		(211)
Pérdida no realizada		166
Pérdida en cambio		(442)
Saldo a diciembre 31 de 2015	\$	16,479

La Compañía tiene una participación del 0.5% en el Oleoducto Bicentenario de Colombia (“OBC”), el cual es dueño de un sistema de oleoducto que conectará la producción de petróleo de la cuenca de los Llanos con el sistema de oleoducto de Caño Limón. Conforme a los términos del convenio del OBC, la Compañía puede ser requerida para otorgar respaldo financiero y garantías por su participación proporcional de capital en cualquier financiación de deuda futura asumida por OBC. La Compañía estará en posibilidad de recibir una participación proporcional en los dividendos del proyecto. La Compañía debe celebrar con OBC acuerdos de transporte bajo la modalidad de pago en firme independientemente del volumen transportado, para garantizar los ingresos del oleoducto.

Durante el año terminado en junio 30 de 2014, la Compañía invirtió \$5 millones en valores de una compañía dedicada a la exploración y el desarrollo de petróleo y gas en Latinoamérica (“la Sociedad”). Un directivo de la Compañía es también miembro de la junta directiva de dicha sociedad. Durante el año terminado en junio 30 de 2015, la Sociedad liquidó una porción de los valores por \$2.5 millones. Los restantes \$2.5 millones invertidos en valores junto con el interés causado a junio 30 de 2015 por \$0.2 millones fueron prorrogados para su liquidación a marzo 31 de 2016 y, en esa medida, han sido clasificados como corrientes a diciembre 31 de 2015 y junio 30 de 2015.

La Compañía invirtió \$2.3 millones adicionales en acciones de la Sociedad y se emitieron 3,250,000 derechos de adquisición de acciones en relación con la inversión. La Compañía posteriormente dispuso de 1,832,000 de las 6,250,000 acciones invertidas a un precio de C\$0.03 por acción durante el año terminado en junio 30 de 2015.

Durante el año terminado en junio 30 de 2015, la Compañía invirtió \$0.3 millones en los valores de una compañía dedicada al desarrollo de infraestructura para gas natural en Latinoamérica.

Durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, la Compañía invirtió \$11.6 millones en Pacific Power Generation Corporation (“PPG”), consistentes en \$10.8 millones para el 15% de las acciones en circulación de PPG; \$0.6 millones en aporte de capital adicional y \$0.2 millones en honorarios capitalizados. La Compañía también invirtió \$0.3 millones en acciones de un socio de la industria, causó \$0.1 millones de intereses sobre títulos convertibles y liquidó \$0.2 millones de la inversión en oleoducto (ver nota 18).

La inversión en PPG por \$11.6 millones, la inversión en acciones y derechos de adquisición de acciones por \$0.5 millones y la inversión en oleoducto (ver nota 18) por \$1.5 millones fueron clasificadas como no corrientes pues a diciembre 31 de 2015 no se espera que se liquiden dentro de un año. La inversión en títulos convertibles por \$2.8

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

millones ha sido clasificada como corriente pues a diciembre 31 de 2015 se espera que los mismos se liquiden dentro de un año.

NOTA 8 – DEUDA CON BANCOS

Saldo a junio 30 de 2014	\$	210,688
Giro, neto de costos de transacción		265,966
Pago		(220,000)
Amortización de costos de transacción		10,369
Saldo a junio 30 de 2015		267,023
Pago		(20,000)
Amortización de costos de transacción		1,205
Saldo a diciembre 31 de 2015	\$	248,228

La deuda con bancos de la Compañía a diciembre 31 de 2015 consistió en un préstamo a término, preferencial y garantizado por un monto de capital de \$180 millones (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP”) y títulos preferenciales no garantizados (“Títulos Preferenciales”) con un monto de capital girado de \$75 millones. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales incluyó \$3.9 millones y \$2.9 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital a diciembre 31 de 2015, respectivamente.

Durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, la Compañía hizo un pago de capital de \$20 millones del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP.

Préstamo a término, preferencial y garantizado

En abril 3 de 2013, la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo a término de \$140 millones, preferencial y garantizado, con un sindicato de bancos liderado por Credit Suisse (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS era por un término de cinco años, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en quince cuotas trimestrales iguales a partir de octubre de 2014, luego de un período de gracia inicial de 18 meses. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS causaba interés a tasa LIBOR más 4.50% y estaba garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En abril 24 de 2014, la Compañía culminó una ampliación de su Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS, de \$140 millones a \$220 millones, sin cambios a los términos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS o al cronograma de pago. El préstamo a término revisado tiene un interés de LIBOR más 4.50-5.00%, dependiendo de razones de apalancamiento acordadas, y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía.

En abril 24 de 2015 el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS fue liquidado por el monto de capital pendiente en la fecha de liquidación de \$176 millones y fue reemplazado por un nuevo préstamo a término, preferencial y garantizado con un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas, por un monto de capital de \$200 millones (“Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP”). El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS incluyó \$6.1 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital y fueron totalmente cargados al momento de la liquidación. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP es exigible en septiembre 30 de 2019, con interés pagadero trimestralmente y capital pagadero en ocho cuotas trimestrales iguales a partir de diciembre 31 de 2017, después de un período de gracia inicial. Así, el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP está clasificado como no corriente a diciembre 31 de 2015. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP causa un interés de LIBOR más 4.75% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía. En septiembre 30 de 2015, la Compañía pagó \$20 millones por anticipado de la Línea de Crédito de 2015, con lo cual redujo a \$180 millones el saldo pendiente a diciembre 31 de 2015.

El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP incluye varios pactos no financieros relacionados con adquisiciones futuras, endeudamientos, operaciones, inversiones, gastos de capital y otros pactos normales de operación del negocio. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP también incluye varios pactos

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

financieros, incluida una razón máxima de apalancamiento consolidado (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3.50:1.00, una razón mínima de cobertura de interés consolidada (“Razón de Cobertura de Interés Consolidada”) de 2.50:1.00, y una razón mínima de activos corrientes consolidados a pasivos corrientes consolidados (“Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados”) de 1.00:1.00.

La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula trimestralmente como la deuda total consolidada (“Deuda Total Consolidada”) dividida por el EBITDAX consolidado (“EBITDAX Consolidado”). La Razón de Apalancamiento Consolidado máxima permisible es 3.50:1.00, salvo para el período terminado en diciembre 31 de 2015, por lo cual la Razón de Apalancamiento Consolidado admisible aumentó de 3.50:1.00 to 4.00:1.00. La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, el cual actualmente incluye deuda con bancos; adicionalmente, el efectivo restringido mantenido en la cuenta de reserva para servicio de deuda en relación con el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado es deducible contra la Deuda Total Consolidada. El EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses y se define como el ingreso neto consolidado ajustado por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, porción de ganancia o pérdida de negocios conjuntos y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. El EBITDAX Consolidado además se ajusta por la participación de la Compañía en los ingresos del CPI de Ecuador (ver nota 22). El propósito de la inclusión de este último monto es incorporar en el cálculo los fondos provenientes de las operaciones del negocio conjunto de la Compañía en Ecuador tal como se contabilizan con base en la consolidación de la participación en los estados financieros de la Compañía.

La Razón de Cobertura de Interés Consolidada se calcula trimestralmente como el EBITDAX Consolidado dividido por el gasto de interés consolidado (“Gasto de Interés Consolidado”). La Razón de Cobertura de Interés Consolidada mínima requerida es 2.50:1.00. EL EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses según lo descrito en el párrafo precedente. El Gasto de Interés Consolidado se calcula sobre los últimos 12 meses e incluye gasto de interés e interés capitalizado, neto de ingreso por intereses, y excluye todo cargo de interés no en efectivo.

La Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados se calcula trimestralmente como los activos corrientes consolidados divididos por los pasivos corrientes consolidados, excluida la porción corriente de todo endeudamiento de largo plazo y todos los activos corrientes distintos a efectivo y los pasivos corrientes distintos a efectivo. La Razón de Activos Corrientes Consolidados a Pasivos Corrientes Consolidados mínima requerida es 1.00:1.00.

La Compañía estaba en cumplimiento de sus pactos financieros a diciembre 31 de 2015.

Títulos Preferenciales

En octubre 29 de 2014, la Compañía celebró un convenio con Apollo Investment Corporation para la emisión de títulos de deuda preferenciales no garantizados y con tasa flotante, por \$100 millones (los “Títulos Preferenciales”), con \$50 millones girados y financiados en octubre 29 de 2014, \$25 millones girados y financiados en abril 2 de 2015, y \$25 millones más comprometidos y disponibles para ser girados en cualquier momento hasta abril 27 de 2016 a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. Los Títulos Preferenciales son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento en diciembre 31 de 2019 y causan intereses de LIBOR más 8.5% anual (con sujeción a un piso de LIBOR de 1.00%), pagaderos trimestralmente.

Los Títulos Preferenciales pueden ser pagados en cualquier momento antes de su vencimiento y están sujetos a los pactos financieros, de cumplimiento y legales habituales, los cuales son consistentes con los pactos bajo el Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP. Los cargos por disponibilidad sobre la porción no girada de los Títulos Preferenciales se calculan al 1% anual. A diciembre 31 de 2015, el monto girado de \$75 millones ha sido clasificado como no corriente.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$39.4 millones (COP \$124.000 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A diciembre 31 de 2015 y durante el año terminado en esta fecha no hubo giros contra estas líneas de crédito.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Cartas de crédito

A diciembre 31 de 2015, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$66.5 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración y para garantizar otros compromisos contractuales. El total de estas cartas de crédito, neto de los montos contragarantizados por otras instituciones financieras, reduce las cantidades disponibles bajo las líneas de crédito de tesorería en Colombia en \$34.9 millones a \$4.5 millones a diciembre 31 de 2015.

NOTA 9 – OBLIGACIONES DE DESMANTELAMIENTO

Saldo a junio 30 de 2014	\$	10,518
Incremento		674
Adiciones		3,034
Cambio en estimado		14,052
Saldo a junio 30 de 2015		28,278
Incremento		985
Adiciones		269
Cambio en estimado		10,457
Saldo a diciembre 31 de 2015	\$	39,989

Las obligaciones de desmantelamiento de la Compañía resultan de sus participaciones como propietaria en activos de petróleo y gas natural, incluidos los sitios de pozos, las instalaciones y los sistemas de recolección. La obligación total de desmantelamiento se estima con base en la participación neta de la Compañía como propietaria en todos los pozos e instalaciones, los costos estimados para restaurar y abandonar estos pozos e instalaciones y los tiempos estimados de los costos en que se debe incurrir en años futuros. La Compañía ha estimado el valor presente neto de las obligaciones de desmantelamiento en \$40 millones a diciembre 31 de 2015 (\$28.3 millones en junio 30 de 2015) con base en un pasivo futuro total no descontado de \$75.5 millones (\$51.5 millones en junio 30 de 2015). Se espera que estos pagos se hagan en los próximos 15 años. El factor promedio de descuento, que es la tasa libre de riesgo relacionada con el pasivo, es 7.7% (7.2% en junio 30 de 2015), y la tasa de inflación promedio es 6.8% (3.5% en junio 30 de 2015).

NOTA 10 – CAPITAL ACCIONARIO

Autorizado

La Compañía está autorizada para emitir un número ilimitado de acciones ordinarias.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Emitido y en circulación

	Número (000)	Monto
Saldo a junio 30 de 2014	107,736	\$ 551,049
Emitido por adquisiciones de propiedades (nota 4)	8,749	18,046
Emitido en la liquidación de deuda convertible en acciones	9,757	21,248
Emitido con el ejercicio de opciones de compra de acciones y derechos de adquisición de acciones	192	640
Transferencia de otras reservas y derechos de adquisición de acciones para opciones de compra de acciones y derechos de adquisición de acciones ejercidos	-	537
Saldo a junio 30 de 2015	126,434	\$ 591,520
Emitido en colocación privada, neto de costos	32,696	60,112
Emitido con el ejercicio de opciones de compra de acciones	136	225
Transferencia de otras reservas para opciones de compra de acciones	-	345
Saldo a diciembre 31 de 2015	159,266	\$ 652,202

Durante el año terminado en junio 30 de 2015, la Compañía tenía deuda convertible en acciones en circulación por un valor de capital de C\$25.5 millones. La deuda convertible tenía una tasa de cupón anual de 8% pagadero semestralmente. En junio 30 de 2015, la fecha de maduración, la Compañía redimió el monto de capital pendiente y los intereses causados en acciones ordinarias de la Compañía (“Acciones Ordinarias”). A la redención de la deuda convertible en acciones, 9.757.263 Acciones Ordinarias fueron emitidas con base en un precio de C\$2.72 por Acción Ordinaria (el “Precio de Redención”). Conforme a los términos de la deuda convertible en acciones, el Precio de Redención fue calculado con base en el 95% del promedio ponderado por volumen del precio de negociación de las Acciones Ordinarias en la Bolsa de Valores de Toronto (“TSX”) para los 20 días de negociación consecutivos terminados en junio 24 de 2015. La deuda convertible en acciones dejó de estar inscrita en la TSX al cierre de la negociación en junio 30 de 2015.

En septiembre 3 de 2015, la Compañía culminó una colocación privada con Cavengas Holding S.R.L., una compañía de Barbados (“Cavengas”), por el monto de C\$78.975.000 consistente en la emisión de 17.590.000 recibos de suscripción de la Compañía emitidos a C\$2.50 por recibo de suscripción (los “Recibos de Suscripción”) y convertibles en 17.590.000 acciones ordinarias de la Compañía (las “Acciones Ordinarias”), junto con la emisión de 14.000.000 Acciones Ordinarias a un precio de C\$2.50 por Acción Ordinaria. Los C\$35.000.000 relacionados con las 14.000.000 Acciones Ordinarias fueron liberados a la Compañía en septiembre 3 de 2015. En octubre 16 de 2015, los 17.590.000 Recibos de Suscripción fueron convertidos en 17.590.000 Acciones Ordinarias y los C\$43.975.000 relacionados fueron liberados de custodia para la Compañía. La Compañía contrató a un asesor exclusivo para esta transacción, y pagó un honorario de 3.5% por sus servicios, pagadero en su totalidad en Acciones Ordinarias.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Opciones de compra de acciones

El número y el promedio ponderado de los precios de ejercicio de las opciones de compra de acciones son los siguientes:

	Número (000)	Promedio ponderado de precio de ejercicio (C\$)
Saldo a junio 30 de 2014	9,689	7.05
Otorgadas	4,140	2.66
Ejercidas	(117)	2.31
Perdidas y canceladas	(3,430)	6.52
Saldo a junio 30 de 2015	10,282	5.51
Otorgadas	6,136	2.69
Ejercidas	(136)	2.25
Perdidas y canceladas	(947)	8.04
Saldo a diciembre 31 de 2015	15,335	4.26

A continuación se presenta la información relativa a las opciones de compra de acciones en circulación a diciembre 31 de 2015.

Opciones de compra de acciones en circulación				Opciones de compra de acciones que pueden ser ejercidas	
Rango de precios de ejercicio (C\$)	Número de opciones de compra de acciones (000)	Promedio ponderado de vida contractual restante (años)	Promedio ponderado de precio de ejercicio (C\$)	Número de opciones de compra de acciones (000)	Promedio ponderado de precio de ejercicio (C\$)
\$1.00 a \$3.50	10,952	4.2	2.76	6,005	2.83
\$3.60 a 7.00	2,501	2.3	5.99	2,123	5.90
\$7.10 a \$10.50	1,293	0.9	8.94	1,293	8.94
\$10.60 a \$14.00	81	0.4	11.69	81	11.69
\$14.10 y más	508	0.1	14.90	508	14.90
	15,335	3.5	4.26	10,010	4.95

El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas fue estimado mediante el uso del modelo Black-Scholes de fijación de precios de opciones, con los siguientes promedios ponderados:

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Promedio ponderado de valor razonable a la fecha de otorgamiento (C\$)	1.40	1.12
Precio de la acción (C\$)	2.28 – 3.26	2.21 – 3.70
Precio de ejercicio (C\$)	2.28 – 3.26	2.21 – 3.70
Volatilidad	61% – 62%	62% – 63%
Vida de la opción de compra	5 años	5 años
Dividendos	0	0
Tasa de interés libre de riesgo	0.72%–0.90%	0.73%– 1.15%

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Se usó una tasa de pérdida del derecho del 5% (5% en los doce meses terminados en junio 30 de 2015) al contabilizar la remuneración basada en acciones para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015. Durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 se registró un gasto por remuneración basada en acciones de \$3.9 millones (\$4.9 millones en los doce meses terminados en junio 30 de 2015), y se capitalizó un gasto por remuneración basada en acciones de \$0.9 millones (\$2.5 millones en los doce meses terminados en junio 30 de 2015).

NOTA 11 – INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Ingreso financiero		
Intereses y otros ingresos	\$ (1,357)	\$ (3,139)
Gasto financiero		
Ajuste de valor razonable en impuesto a la riqueza por pagar	-	5
Incremento en obligaciones de desmantelamiento	985	674
Amortización de cargos por adelantado	1,208	4,212
Amortización acelerada de cargos por adelantado	-	6,157
Intereses y otros costos de financiación	10,617	19,898
	12,810	30,946
Gasto financiero neto	\$ 11,453	\$ 27,807

Durante los doce meses terminados en junio 30 de 2015, debido a la liquidación del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS (ver nota 8), \$6.1 millones de los costos de transacción no amortizados compensados contra el monto de capital del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de CS fueron cargados en su totalidad al momento de la liquidación.

NOTA 12 – PÉRDIDA NETA Y PÉRDIDA TOTAL POR ACCIÓN

La pérdida total básica y diluida por acción se calcula como se indica a continuación:

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Pérdida neta, básica y diluida	(103,491)	\$ (106,022)
Pérdida total, básica y diluida	\$ (103,495)	\$ (106,022)
Promedio ponderado de ajustes en acciones ordinarias		
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, básico	143,538	110,346
Efecto de derechos de adquisición de acciones	-	-
Efecto de opciones de compra de acciones	-	-
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, diluido	143,538	110,346

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los doce meses terminados en junio 30 de 2015, los derechos de adquisición de acciones y las opciones de compra de acciones fueron antidilusivos debido a la pérdida total.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

NOTA 13 – IMPUESTOS DE RENTA

La siguiente tabla concilia los impuestos de renta calculados a la tasa legal colombiana con los impuestos de renta reales:

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Pérdida neta antes de impuestos	\$ (87,707)	\$ (98,555)
Tasas legales	27%	25%
Impuestos de renta esperados	\$ (23,681)	\$ (24,639)
Efecto en impuestos resultante de:		
Pagos basados en acciones, no deducibles, y otras diferencias permanentes	1,393	1,803
Diferencial de impuestos en jurisdicciones extranjeras	(8,794)	444
Cambio en beneficio tributario no reconocido	34,726	(5,350)
Cambio de divisas y otros	12,140	35,209
Provisión para impuestos de renta	15,784	7,467
Corrientes	3,459	7,671
Diferidos	12,325	(204)
	15,784	7,467

El pasivo por impuesto diferido neto está compuesto por:

	Diciembre 31 de 2015	Junio 30 de 2015
Valor en libros neto de propiedades, planta y equipo en exceso de la base de impuesto del activo	\$ (32,221)	\$ (29,024)
Pérdidas distintas a capital de ejercicios anteriores	58,698	41,780
Pasivos por demantelamiento	14,474	10,798
Diferencias de tiempos en reconocimiento de ingresos y gastos, y otros	751	(918)
Activo por impuesto diferido	41,702	22,636
Activo por impuesto diferido no reconocido	(54,877)	(23,486)
Pasivo por impuesto diferido neto	(13,175)	(850)

A diciembre 31 de 2015, la Compañía tenía pérdidas distintas a capital de ejercicios anteriores por aproximadamente \$59.5 millones (\$41.2 millones a junio 30 de 2015), disponibles para reducir el ingreso gravable en años futuros. A diciembre 31 de 2015, la Compañía tenía disponibles activos por impuesto de renta diferido de \$54.9 millones (\$23.5 millones a junio 30 de 2015) relacionados con Canadá, Brasil y Colombia, los cuales no fueron reconocidos en los estados financieros debido a incertidumbres relacionadas con la capacidad de utilizar estos saldos en el futuro.

NOTA 14 – REMUNERACIÓN A PERSONAL GERENCIAL CLAVE

La Compañía ha determinado que el personal gerencial clave de la Compañía está conformado por su administración ejecutiva y su Junta Directiva. Además de los salarios y honorarios pagados al personal gerencial clave, la Compañía

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

también paga remuneración a ambos grupos con base en sus planes de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas. Los gastos de remuneración pagados al personal gerencial clave fueron los siguientes:

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Salarios y honorarios de miembros de junta directiva	\$ 2,211	\$ 3,742
Pago a la cesación del contrato	1,744	-
Beneficios	309	680
Remuneración basada en acciones	2,792	4,797
Unidades de acciones restringidas	-	477
Remuneración a personal gerencial clave	\$ 7,056	\$ 9,696

NOTA 15 – INFORMACIÓN ADICIONAL

La Compañía registra las ventas de petróleo y gas natural netas de regalías. Las regalías que se registraron fueron las siguientes:

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Regalías de petróleo y gas natural	\$ 4,989	\$

Los impuestos de renta y el interés pagado fueron los siguientes:

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Impuestos de renta pagados	\$ 1,994	\$
Interés pagado	\$ 9,812	\$

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Pérdida (ganancia) en derivados e instrumentos financieros:

	Nota	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Petróleo crudo pagadero en especie		\$ (1,568)	\$ (1,630)
Deuda convertible en acciones – no realizada		-	(1,611)
Deuda convertible en acciones – realizada		-	202
Derechos de adquisición de acciones – no realizados	17	(62)	(3,871)
Derechos de adquisición de acciones – realizados	17	(3)	(27)
Derechos fantasma de adquisición de acciones – no realizados		-	(5,703)
Derechos fantasma de adquisición de acciones – realizados		-	2,025
Unidades de acciones restringidas – no realizadas	17	(15)	(625)
Unidades de acciones restringidas – realizadas	17	24	25
Inversiones – no realizadas	7	(166)	2,126
Inversiones – realizadas	7	-	5
Contratos de productos básicos – no realizados		-	(38)
Contratos de productos básicos – realizados		-	(182)
		\$ (1,790)	\$ (9,304)

Los cambios en capital de trabajo distinto a efectivo comprenden:

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Cambio en:		
Cuentas por cobrar, comerciales y otras	\$ 10,088	\$ 38,865
Depósitos y gastos pagados por anticipado	891	7,499
Inventario de petróleo crudo	566	891
Cuentas por pagar, comerciales y otras	(7,555)	(68,713)
Petróleo crudo pagadero en especie	(901)	671
Ingreso diferido	2,216	-
Impuesto a la riqueza por pagar	(630)	43
Impuestos por pagar	2,389	(10,043)
	7,064	(30,787)
Atribuible a:		
Actividades operativas	11,007	4,742
Actividades de inversión	(3,943)	(35,529)
	\$ 7,064	\$ (30,787)

NOTA 16 – INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

El único segmento reportable de la Compañía es “Colombia”. El propósito principal de “Otros Segmentos” es conciliar el segmento reportable con los resultados combinados de la Compañía. “Otros Segmentos” no es un segmento reportable.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Las tablas siguientes muestran información relacionada con los segmentos de la Compañía.

	Colombia (reportable)	Otros segmentos (no reportables)	Total
Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015			
Ingresos y otra ganancia	\$ 39,360	\$ -	\$ 39,360
Pérdida en participación	-	(328)	(328)
Gastos, excluidos impuestos de renta y deterioros	(50,225)	(23,264)	(73,489)
Deterioro en activos de E&E	(8,651)	-	(8,651)
Deterioro en activos de D&P	(44,599)	-	(44,599)
Pérdida neta antes de impuestos	(64,115)	(23,592)	(87,707)
Gasto de impuesto de renta	15,784	-	15,784
Pérdida neta	\$ (79,899)	\$ (23,592)	\$ (103,491)
Gastos de capital, netos	\$ 44,495	\$ 198	\$ 44,693
Doce meses terminados en junio 30 de 2015			
Ingresos	\$ 149,047	\$ -	\$ 149,047
Participación en utilidad de negocio conjunto	-	4,689	4,689
Gastos, excluidos impuestos de renta y deterioros	(134,142)	(42,138)	(176,280)
Deterioro en activos de E&E	(3,954)	-	(3,954)
Deterioro en activos de D&P	(72,057)	-	(72,057)
Pérdida neta antes de impuestos	(61,106)	(37,449)	(98,555)
Gasto de impuesto de renta	7,467	-	7,467
Pérdida neta	\$ (68,573)	\$ (37,449)	\$ (106,022)
Gastos de capital, netos	\$ 216,575	\$ 767	\$ 217,342
A diciembre 31 de 2015			
Total activos	\$ 568,672	\$ 99,677	\$ 668,349
Total pasivos	\$ 113,616	\$ 251,446	\$ 365,062
A junio 30 de 2015			
Total activos	\$ 509,868	\$ 159,874	\$ 669,742
Total pasivos	\$ 48,510	\$ 279,597	\$ 328,107

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

NOTA 17 – INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Valor razonable de los instrumentos financieros

Los valores en libros y los correspondientes valores razonables de activos y pasivos financieros a diciembre 31 de 2015 se resumen a continuación:

	Valor en libros	Valor razonable
Valor razonable a través de ganancia o pérdida		
Efectivo	\$ 43,257	\$ 43,257
Efectivo restringido	61,721	61,721
Derechos de adquisición de acciones	-	-
Unidades de acciones restringidas	155	155
Inversiones	16,479	16,479
Petróleo crudo pagadero en especie	721	721
Préstamos y cuentas por cobrar		
Cuentas por cobrar, comerciales y otras	11,682	11,682
Otros pasivos		
Deuda con bancos	248,228	255,000
Cuentas por pagar, comerciales y otras	12,704	12,704
Otras obligaciones de largo plazo	2,801	2,801

La Compañía clasifica el valor razonable de los instrumentos financieros medidos a valor razonable de acuerdo con la siguiente jerarquía basada en la cantidad de elementos observables usados para valorar el instrumento.

- Nivel 1 - Los precios cotizados están disponibles en mercados activos para activos o pasivos idénticos desde la fecha de reporte. Los mercados activos son aquellos en los cuales las transacciones ocurren con suficiente frecuencia y volumen para brindar información de precios sobre una base constante.
- Nivel 2 - Los elementos para fijar precios son diferentes a los precios cotizados en los mercados activos incluidos en el Nivel 1. Los precios en el Nivel 2 son directa o indirectamente observables desde la fecha de reporte. Las valoraciones de Nivel 2 se basan en elementos que incluyen precios futuros cotizados para productos básicos, valor temporal y factores de volatilidad, los cuales pueden ser sustancialmente observados o corroborados en el mercado.
- Nivel 3 - Las valoraciones en este nivel son aquellas con elementos para el activo o pasivo que no se basan en datos observables de mercado.

Los instrumentos financieros de la Compañía han sido evaluados conforme a la jerarquía de valor razonable descrita arriba. El efectivo, el efectivo restringido, las unidades de acciones restringidas y el petróleo crudo pagadero en especie se clasifican en el Nivel 1. Una porción de las inversiones se clasifica en el Nivel 1 (\$2.8 millones) y otra porción se clasifica en el Nivel 2 (\$13.7 millones). Los derechos de adquisición de acciones se clasifican en el Nivel 3. No ha habido reclasificación de instrumentos financieros en o fuera de jerarquía alguna de valor razonable durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2015. La evaluación de la importancia de un elemento específico para la medición del valor razonable requiere criterio y puede afectar la ubicación en el nivel de jerarquía del valor razonable.

El valor en libros de la deuda con bancos incluye \$6.8 millones de costos de transacción compensados contra el monto de capital a diciembre 31 de 2015, el cual se amortiza por el término de la deuda con bancos subyacente mediante el uso del método de interés efectivo.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Unidades de acciones restringidas

	Número (000)		Monto
Saldo a junio 30 de 2014	62	\$	404
Otorgadas	244		1,034
Liquidadas	(148)		(377)
Pérdida realizada	-		25
Ganancia no realizada	-		(625)
Ganancia en cambio	-		(111)
Saldo a junio 30 de 2015	158		350
Otorgadas	45		94
Liquidadas	(125)		(273)
Pérdida realizada	-		24
Ganancia no realizada	-		(15)
Ganancia en cambio	-		(25)
Saldo a diciembre 31 de 2015	78	\$	155

En octubre 2 de 2014 y enero 21 de 2015, la Compañía otorgó 234.781 y 9.333 unidades de acciones restringidas (“UAR”) a algunos miembros de junta, directivos y empleados, con un precio de referencia de C\$4.80 y C\$3.21 por acción, respectivamente. Las UAR otorgadas en octubre 2 de 2014 maduran en una mitad en seis meses y en otra mitad en doce meses desde la fecha de otorgamiento, y se liquidarán en efectivo. Las UAR otorgadas en enero 21 de 2015 maduran en una mitad en un año y en otra mitad en dos años desde la fecha de otorgamiento, y se liquidarán en efectivo.

En agosto 18 de 2015 y noviembre 27 de 2015, la Compañía otorgó 15.000 y 30.000 unidades de acciones restringidas (“UAR”) con un precio de referencia de C\$2.28 y C\$2.77 por acción, respectivamente. Las UAR maduran en una mitad en un año y en otra mitad en dos años desde la fecha de otorgamiento, y se liquidarán en efectivo.

En octubre 2 de 2015 y octubre 7 de 2015, 117.388 y 8.000 UAR fueron liquidadas con un precio de referencia de C\$4.80 y C\$4.70 por acción, respectivamente.

Derechos fantasma de adquisición de acciones

	Número (000)		Monto
Saldo a junio 30 de 2014	2,697	\$	7,557
Liquidados	(2,697)		(3,500)
Pérdida realizada	-		2,025
Ganancia no realizada	-		(5,703)
Ganancia en cambio	-		(379)
Saldo a junio 30 de 2015 y diciembre 31 de 2015	-	\$	-

En relación con el cierre de la adquisición del negocio de Shona en diciembre 21 de 2012, la Compañía celebró un acuerdo de crédito por \$45 millones, el cual desde entonces ha sido reemplazado por el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado. Como contraprestación por la celebración del acuerdo de crédito, la Compañía aceptó un arreglo de “pago de derechos fantasma de adquisición de acciones” de modo que la Compañía pagaría un monto (en efectivo o en acciones, a elección de la Compañía) igual al monto *in-the-money* de 2.697.292 derechos de compra de acciones ordinarias de la Compañía a un precio de ejercicio de C\$4.50 por cada Acción de Canacol. Los titulares de derechos fantasma de adquisición de acciones tenían el derecho de exigir que los derechos fantasma de adquisición de acciones fueran parcial o totalmente liquidadas en cualquier momento por un período de tres años.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Durante el año terminado en junio 30 de 2015, todos los 2.697.292 derechos fantasma de adquisición de acciones fueron liquidadas en efectivo por \$3.5 millones. Se reconoció una pérdida realizada en la liquidación de \$2 millones debida a una diferencia de valor razonable de los derechos fantasma de adquisición de acciones.

Derechos de adquisición de acciones

	Número (000)	Monto
Saldo a junio 30 de 2014	2,492	\$ 4,331
Ejercidas	(75)	(99)
Expiradas	(1,638)	(27)
Ganancia no realizada	-	(3,871)
Ganancia en cambio	-	(267)
Saldo a junio 30 de 2015	779	67
Expiradas	(515)	(3)
Ganancia no realizada	-	(62)
Ganancia en cambio	-	(2)
Saldo a diciembre 31 de 2015	264	\$ -

La información con respecto a los derechos fantasma de adquisición de acciones en circulación a diciembre 31 de 2015 se presenta a continuación.

Fecha de expiración	Número de derechos de adquisición de acciones (000)	Precio de ejercicio (C\$)
Febrero 9 de 2016	264	5.20

En septiembre 2 de 2015, 514.988 derechos de adquisición de acciones expiraron con un precio de ejercicio de C\$3.97. Después de diciembre 31 de 2015, los restantes 264.192 derechos de adquisición de acciones expiraron con un precio de ejercicio de C\$5.20.

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que cambios en los factores de mercado, tales como precios de productos básicos, tasas de cambio y tasas de interés, afecten los flujos de caja, la ganancia o pérdida, la liquidez o el valor de los instrumentos financieros de la Compañía. El objetivo de la administración del riesgo de mercado es mitigar las exposiciones a riesgos de mercado cuando ello se considere adecuado y maximizar los rendimientos.

(i) Riesgo de precio de productos básicos

El riesgo de precios de productos básicos es el riesgo de que el valor razonable o los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúen como consecuencia de cambios en los precios de productos básicos. Los precios bajos de productos básicos también pueden tener impacto en la capacidad de la Compañía para reunir capital. Los precios de productos básicos para petróleo crudo se ven impactados por los eventos económicos mundiales que dictan los niveles de oferta y demanda. De tiempo en tiempo la Compañía puede procurar mitigar el riesgo de precios de productos básicos mediante el uso de derivados financieros. La política de la Compañía es suscribir sólo los contratos de productos básicos considerados adecuados hasta un máximo del 50% de los volúmenes proyectados de producción. La Compañía no tuvo contratos de productos básicos en vigor en o durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

(ii) Riesgo de moneda extranjera

El riesgo de moneda extranjera es el riesgo de que el valor razonable o los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúen como consecuencia de cambios en las tasas de cambio de monedas extranjeras. La Compañía está expuesta a fluctuaciones de monedas extranjeras pues algunos gastos se denominan en pesos colombianos y dólares canadienses. A diciembre 31 de 2015, la tasa de cambio del dólar de Estados Unidos al peso colombiano fue de 3.149:1 (2.599:1 en junio 30 de 2015).

La Compañía no tuvo contratos de futuros sobre monedas extranjeras durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015.

(iii) Riesgo de tasa de interés

El riesgo de tasa de interés es el riesgo de que el valor razonable o los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúen como consecuencia de cambios en las tasas de interés de mercado. La Compañía está expuesta al riesgo de tasa de interés de ciertos instrumentos de deuda con tasas de interés variable, en la medida en que sean girados. Los demás activos y pasivos financieros de la Compañía no están expuestos al riesgo de tasa de interés. La Compañía no tuvo contratos de intercambio de tasas de interés ni contratos financieros durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Compañía no esté en capacidad de cumplir sus obligaciones financieras en la medida en que vengán. El enfoque de la Compañía al administrar liquidez es asegurar, dentro de medios razonables, la liquidez suficiente para cumplir con sus obligaciones a su vencimiento, bajo condiciones tanto normales como inusuales, sin incurrir en pérdidas inaceptables o poner en riesgo los objetivos de negocio de la Compañía. La Compañía prepara presupuestos anuales de gastos de capital los cuales son revisados y actualizados regularmente según se estime necesario. Se le hace seguimiento diario a la producción de petróleo y gas natural para obtener estimados de flujos de caja corrientes, y la Compañía utiliza autorizaciones para erogaciones en proyectos con el fin de administrar los gastos de capital.

La siguiente tabla presenta las maduraciones contractuales de los pasivos financieros de la Compañía a diciembre 31 de 2015:

	Menos de un año	1-2 años	Más de 2 años	Total
Deuda con bancos – capital	\$ -	\$ 22,500	\$ 232,500	\$ 255,000
Cuentas por pagar, comerciales y otras	12,704	-	-	12,704
Petróleo crudo pagadero en especie	721	-	-	721
Impuestos por pagar	8,315	-	-	8,315
Ingreso diferido	2,216	-	3,731	5,947
Otras obligaciones de largo plazo	-	-	2,801	2,801
Unidades de acciones restringidas	100	55	-	155
	\$ 24,056	\$ 22,555	\$ 239,032	\$ 285,643

Además de lo anterior, la Compañía ha emitido cartas de crédito por un total de \$66.5 millones para garantizar algunas obligaciones derivadas de sus contratos de exploración y para garantizar otros compromisos contractuales. Tales montos se vuelven exigibles solamente si la Compañía no cumple con tales obligaciones.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito refleja el riesgo de pérdida si las contrapartes no cumplen sus obligaciones contractuales. La mayoría de los saldos comerciales por cobrar de la Compañía se refieren a ventas de petróleo y gas natural. La política de la Compañía es celebrar contratos con clientes que sean entidades bien establecidas y bien financiadas en la industria de petróleo y gas, de modo que el nivel de riesgo se mitigue. A la fecha, la Compañía no ha experimentado pérdidas de crédito importantes en el recaudo de sus saldos comerciales por cobrar. En Colombia, una porción

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

significativa de las ventas de petróleo crudo se da con clientes directa o indirectamente controlados por el gobierno. La Compañía también ha celebrado contratos de venta con ciertas compañías colombianas del sector privado.

Las cuentas comerciales por cobrar de la Compañía se refieren principalmente a ventas de petróleo y gas natural, las cuales normalmente se recaudan dentro de los 45 días siguientes al mes de producción. La Compañía históricamente no ha experimentado problemas de cartera con sus clientes.

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital para tener flexibilidad en el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía administra su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda con bancos y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía de tiempo en tiempo puede emitir acciones ordinarias u otros títulos, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles actuales y proyectados de deuda.

La Compañía hace seguimiento al apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en su nivel de deuda neta. La deuda neta se define como el monto de capital de la deuda pendiente con bancos menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar la administración de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores variantes que incluyen precios actuales y proyectados de petróleo crudo, cambios en la estructura de capital, ejecución del plan de negocios de la Compañía y condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y se preparan y revisan actualizaciones según sea necesario.

Durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, la Compañía tomó ciertas medidas para contrarrestar la debilidad de los precios del petróleo crudo en los meses recientes y el consecuente impacto en los flujos de caja. Estas medidas incluyen la financiación estratégica de Cavengas y las medidas tomadas para reducir el gasto de capital y preservar la liquidez, las cuales, a diciembre 31 de 2015, dejaron a la Compañía con \$43.4 millones en efectivo y \$61.7 millones en efectivo restringido. Además, a diciembre 31 de 2015, la Compañía tenía disponibles \$25 millones adicionales en líneas de deuda comprometidas, los cuales puede utilizar en cualquier momento hasta abril 27 de 2016 a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. En tanto se espera que los precios del petróleo crudo permanezcan débiles a principios de 2016, se espera que en poco tiempo comiencen nuevas entregas significativas de gas contratado, con lo cual se aumentarán sustancialmente los ingresos y los fondos provenientes de las operaciones a principios de 2016 y se incrementarán significativamente los ingresos de la Compañía y las ganancias netas de los campos. Entretanto, la Compañía planea mantener un programa de prudente gasto de capital y enfocarse en reducciones de costos para maximizar la rentabilidad de los activos productivos existentes.

	Diciembre 31 de 2015	
Deuda con bancos – capital	\$	255,000
Superávit de capital de trabajo		(46,310)
Deuda neta	\$	208,690

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

NOTA 18 – COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

A continuación se presentan los compromisos contractuales de la Compañía a diciembre 31 de 2015:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Contratos de exploración y producción	\$ 26,963	\$ 84,751	\$ -	\$ 111,714
Arrendamientos de oficina	799	1,363	1,947	4,109
Arrendamiento financiero	7,519	19,793	20,990	48,302

Contrato de producción incremental de Ecuador

En adición a los compromisos descritos arriba, la Compañía tiene a una participación patrimonial no operada del 25% (participación en el capital del 27.9%) en un consorcio (negocio conjunto), al cual en 2012 le fue adjudicado un contrato de producción incremental de los campos petroleros maduros Libertador y Atacapi en Ecuador. El consorcio planea realizar gastos en el proyecto estimados en un total de \$397 millones (\$107.6 millones netos para la Compañía) por el término de 15 años del contrato. A diciembre 31 de 2015 la Compañía había hecho gastos por \$83.0 millones netos en relación con su compromiso con el CPI de Ecuador.

Oleoducto Bicentenario de Colombia (“OBC”)

La Compañía posee una participación del 0.5% en OBC, entidad que posee un sistema de oleoducto que conectará la producción de petróleo de la cuenca de los Llanos con el sistema de oleoducto de Caño Limón. Conforme a los términos del acuerdo con OBC, a la Compañía se le puede exigir que otorgue respaldo financiero o garantías por su participación proporcional de capital en cualquier financiación futura de deuda que asuma OBC. La Compañía también celebró con OBC acuerdos de transporte bajo la modalidad de pago en firme independientemente del volumen transportado, con el fin de garantizar el ingreso del oleoducto.

Contingencias

En el curso normal de las operaciones, la Compañía tiene discusiones con actores de la industria, de las cuales no puede determinar su resultado final. La Compañía tiene la política de registrar los pasivos contingentes al volverse determinables y cuando sea más probable que haya pérdida a que no la haya.

NOTA 19 – INGRESO DIFERIDO

A septiembre 1 de 2015 (la “Fecha del Contrato”), la Compañía recibió \$8.9 millones como producto de contratos de venta de crudo (los “Contratos”) por entregar dentro de los 90 días siguientes a la Fecha del Contrato. Durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, la Compañía entregó \$7.8 millones conforme a los Contratos, lo cual resultó en un saldo de ingreso diferido de \$1.1 millones a diciembre 31 de 2015.

Durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015, la Compañía recibió \$7.2 millones adicionales como producto de contratos de gas y entregó \$6 millones, lo cual resultó en un saldo de ingreso diferido de \$1.2 millones a diciembre 31 de 2015.

Pacific Exploration & Production Corp. (“Pacific”) suscribió un acuerdo con la Compañía por el cual, entre otras cosas, la Compañía acordó transferir a Pacific la calidad de operadora del contrato de Exploración y Producción de Portofino (el “Contrato”) con sujeción a la aprobación de la ANH. Conforme a los términos del acuerdo, Pacific operará los descubrimientos comerciales hechos en el contrato. Como contraprestación por la transferencia de la calidad de operadora, Pacific pagó la suma de \$3.7 millones (la “Contraprestación”) y ha acordado darle a la Compañía la opción de participar proporcionalmente según su participación en el Contrato, así como en todos los proyectos de oleoductos e infraestructura de transporte en los cuales participe Pacific con respecto a la evacuación de crudo del

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

área. A diciembre 31 de 2015, la condición del contrato no se ha cumplido y, por lo tanto, la contraprestación sigue siendo reconocida como ingreso diferido y clasificada como pasivo no corriente.

NOTA 20 – SUBSIDIARIAS IMPORTANTES

La Compañía tiene las siguientes subsidiarias importantes:

	País de constitución	Fin del año fiscal	Participación como propietaria	
			Diciembre 31 de 2015	Junio 30 de 2015
Canacol Energy Inc.	Canadá	Diciembre 31	100%	100%
Canacol Energy Ltd. (Alberta)	Canadá	Diciembre 31	100%	100%
Shona Energy Company Inc. (Columbia Británica)	Canadá	Diciembre 31	100%	100%
CNE Oil & Gas S.A.S (Colombia)	Colombia	Diciembre 31	100%	100%

NOTA 21 – INVERSIÓN EN INTEROIL

En octubre 28 de 2015, la Compañía invirtió \$3.2 millones en InterOil para adquirir el 49% de las acciones en circulación de InterOil. Debido a la propiedad que tiene la Compañía y su participación en el gobierno corporativo, tiene influencia significativa sobre InterOil y, por tanto, ha contabilizado InterOil mediante el uso del método de participación. La inversión fue inicialmente reconocida al costo y posteriormente fue reducida por la pérdida total de InterOil en el período proporcional desde la fecha de adquisición de octubre 28 de 2015 hasta diciembre 31 de 2015 (“Período proporcional terminado en diciembre 31 de 2015”).

A	diciembre 31 de 2015	
Efectivo y equivalentes de efectivo (brutos) de InterOil	\$	15,558
Deuda con bancos (bruta) de InterOil		43,892
Activos corrientes totales (brutos) de InterOil	\$	21,098
Activos no corrientes totales (brutos) de InterOil		39,948
Pasivos corrientes totales (brutos) de InterOil		12,008
Pasivos no corrientes totales (brutos) de InterOil		38,685
Patrimonio (bruto) de InterOil		10,353
Inversión en InterOil	\$	2,491
		Período proporcional terminado en diciembre 31 de 2015
Ingreso (bruto) de InterOil	\$	2,570
Agotamiento y depreciación (brutos) de InterOil		1,444
Gasto de intereses (bruto) de InterOil		1,078
Gasto de impuesto de renta (recuperación) (bruto) de InterOil		(1,437)

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

	Período proporcional terminado en diciembre 31 de 2015
Pérdida neta de Interoil	\$ 2,918
Otra pérdida total de Interoil	17
Participación de la Compañía en la pérdida neta de Interoil	730
Participación de la Compañía en otra pérdida total de Interoil	4

NOTA 22 – INVERSIÓN EN NEGOCIOS CONJUNTOS Y OPERACIONES CONJUNTAS

Negocio conjunto

La Compañía lleva a cabo sus operaciones en Ecuador mediante una participación patrimonial del 25% (27.9% de participación en el capital) en el CPI de Ecuador, el cual es reportado en estos estados financieros con el uso del método contable de participación. Los detalles de los activos netos y la ganancia neta del CPI de Ecuador se muestran a continuación junto con la participación de la compañía en la inversión y la utilidad.

A	diciembre 31 de 2015	junio 30 de 2015
Efectivo y equivalentes a efectivo de CPI de Ecuador (brutos)	\$ 7,412	\$ 7,709
Deuda con bancos de CPI de Ecuador (bruta)	174,065	176,657
Activos corrientes totales de CPI de Ecuador (brutos)	\$ 91,781	\$ 58,836
Activos no corrientes totales de CPI de Ecuador (brutos)	170,717	203,681
Pasivos corrientes totales de CPI de Ecuador (brutos)	105,297	77,657
Pasivos no corrientes totales de CPI de Ecuador (brutos)	118,124	147,387
Capital de CPI de Ecuador (bruto)	39,078	37,473
Inversión en negocio conjunto	\$ 13,311	\$ 12,734

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Ingreso de negocio conjunto (bruto)	\$ 61,689	\$ 115,555
Agotamiento y depreciación de negocio conjunto (brutas)	46,722	60,003
Gasto de interés de negocio conjunto (bruto)	4,030	8,294
Gasto en impuesto de renta de negocio conjunto (bruto)	1,300	4,458

	Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015
Ganancia neta y ganancia total de negocio conjunto	\$ 1,608	\$ 18,758
Participación de la Compañía en utilidad de negocio conjunto	402	4,689

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Para los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 y los seis meses terminados en junio 30 de 2015
(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Operaciones conjuntas

La Compañía tiene las siguientes operaciones conjuntas significativas:

Operación conjunta	Lugar principal de negocios	Porcentaje de participación en la explotación
LLA-23	Colombia	90%
Santa Isabel	Colombia	30% (profundo); 100% (poco profundo)
VMM-2	Colombia	66.9% (profundo); 40% (poco profundo)
VMM-3	Colombia	20%
Ombú/Capella	Colombia	10%
Coatí	Colombia	20%
Achapo	Colombia	70%
Portofino	Colombia	40%
Los Picachos	Colombia	37.5%
Macaya	Colombia	37.5%
Serranía	Colombia	37.5%

NOTA 23 – EVENTOS SUBSIGUIENTES

Después de diciembre 31 de 2015, la Compañía celebró un acuerdo de arrendamiento con Promisol SAS para construir y operar una planta de procesamiento de gas natural con inicio de la operación en 2016. Al inicio de la operación, la Compañía espera reconocer un activo y pasivo de arrendamiento financiero de aproximadamente \$28.3 millones.