

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 DE 2018**



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	57,201	37,283	53%	108,957	78,866	38%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías ⁽²⁾	57,201	43,007	33%	110,913	89,982	23%
Flujo de caja aportado por actividades operativas	19,826	11,130	78%	39,694	28,669	38%
Por acción – básico (\$)	0.11	0.06	83%	0.22	0.16	38%
Por acción – diluido (\$)	0.11	0.06	83%	0.22	0.16	38%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	28,826	24,236	19%	52,363	45,183	16%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.14	14%	0.30	0.26	15%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.14	14%	0.29	0.26	12%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso total	(25,979)	11,770	n/a	(17,701)	3,828	n/a
Por acción – básico(a) (\$)	(0.15)	0.07	n/a	(0.10)	0.02	n/a
Por acción – diluido(a) (\$)	(0.15)	0.07	n/a	(0.10)	0.02	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	31,111	30,572	2%	71,305	54,572	31%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	31,111	30,648	2%	73,682	55,466	33%
				Jun. 30 de 2018	Dic. 31 de 2017	Cambio
Efectivo				55,230	39,071	41%
Efectivo restringido				5,461	27,919	(80%)
Superávit de capital de trabajo				83,909	110,401	(24%)
Deuda de largo plazo				310,356	294,590	5%
Total activos				725,901	696,443	4%
Acciones ordinarias, final del período (000)				177,270	176,109	—
Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	1,967	3,487	(44%)	2,226	3,496	(36%)
Gas natural	19,552	13,675	43%	19,012	13,581	40%
Total ⁽²⁾	21,519	17,162	25%	21,238	17,077	24%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	1,903	3,500	(46%)	2,180	3,508	(38%)
Gas natural	19,340	13,563	43%	18,840	13,487	40%
Total ⁽³⁾	21,243	17,063	24%	21,020	16,995	24%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	19,637	13,695	43%	19,149	14,108	36%
Petróleo de Colombia	1,903	1,933	(2%)	1,900	1,973	(4%)
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽³⁾	—	1,567	(100%)	280	1,535	(82%)
Total ⁽³⁾	21,540	17,195	25%	21,329	17,616	21%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
Gas natural	21.64	22.58	(4%)	21.39	23.34	(8%)
Petróleo de Colombia	35.30	15.58	127%	34.26	16.38	109%
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	—	38.54	(100%)	38.54	38.54	—
Total ⁽²⁾	22.90	23.25	(2%)	22.79	23.91	(5%)

(1) Medidas que no están en las NIIF. Ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el MD&A.

(3) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Colombia. La oficina principal de la Compañía está situada en 2650, 585 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la “TSX”) bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha agosto 13 de 2018 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018 y 2017 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el informe de discusión y análisis de la administración para el año terminado en diciembre 31 de 2017, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formato de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de petróleo y gas natural de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque, o que la planeada desinversión en los activos de petróleo de la Compañía en Colombia será exitosa. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en estos planteamientos de proyecciones a futuro, o derivados de ellos y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportarán a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.*

Además de la información histórica, el MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados reales o las consecuencias difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con respecto a la información suministrada aquí, debido a numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y

desconocidos, y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios del petróleo y el gas; los resultados de las actividades de perforación para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados a las operaciones de petróleo y gas, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

A los lectores igualmente se les advierte que no deben tener una confianza indebida en información o planteamientos con proyecciones a futuro.

Medidas que no están en las NIIF – El CPI de Ecuador fue contabilizado con el uso del método contable de capital aplicado bajo la NIIF 11, de modo que la participación proporcional de ingresos y gastos fue excluida como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías. En febrero 15 de 2018, la Compañía vendió su participación en la inversión del CPI de Ecuador. Los volúmenes de producción incremental, los ingresos y los gastos relacionados con el CPI de Ecuador se reportan en este MD&A hasta la fecha de enajenación.

Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos ajustados provenientes de sus operaciones y el EBITDAX, las cuales son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluyen la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. El EBITDAX se calcula para los últimos doce meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustados por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, ingreso (pérdida) de capital y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. La Compañía considera que estas son medidas claves para demostrar su capacidad de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de su deuda. Estas medidas no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas o al ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosas que estos, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras compañías.

La Compañía también presenta el flujo de caja proveniente de las operaciones y los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total por acción. La tabla siguiente incluye el promedio ponderado básico y diluido de acciones en circulación:

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2018	2017	2018	2017
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, básico	177,018	174,668	176,796	174,524
Efecto de opciones de compra de acciones	1,724	2,071	1,873	2,037
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, diluido	178,742	176,739	178,669	176,561

La siguiente tabla concilia el efectivo aportado por actividades operativas de la Compañía con los fondos ajustados provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2018	2017	2018	2017
Flujo de caja proveniente de actividades operativas	\$ 19,826	\$ 11,130	\$ 39,694	\$ 28,669
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	9,000	7,514	10,713	5,885
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes	—	5,592	1,956	10,629
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 28,826	\$ 24,236	\$ 52,363	\$ 45,183

La siguiente tabla concilia el ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total de la Compañía con el EBITDAX:

	2017		2018		Período total
	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	
Ingreso (pérdida) neto(a) consolidado	(1,514)	(150,343)	8,278	(25,979)	(169,558)
(+) Gasto de intereses	6,743	4,948	7,945	7,428	27,064
(+/-) Impuestos de renta (recuperación)	(1,659)	19,050	(1,895)	11,627	27,123
(+) Impuestos a la riqueza	(16)	—	—	—	(16)
(+) Agotamiento y depreciación	10,380	10,060	10,131	11,677	42,248
(+) Gastos de exploración	1,069	26,017	595	10,490	38,171
(-) Utilidad (pérdida) de capital	(268)	(1,475)	—	—	(1,743)
(+/-) Otros gastos (ingresos) distintos a efectivo y rubros no recurrentes	12,869	117,407	8,557	18,374	157,207
(+) Contribución del CPI de Ecuador	5,308	4,193	1,956	—	11,457
EBITDAX	32,912	29,857	35,567	33,617	131,953

En adición a lo anterior, la administración usa mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluido todo ítem distinto a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles de petróleo equivalentes ("boe") con el uso de una conversión. La ganancia operacional neta es una

medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos.

El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2018, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Trombón y Níspero en el Bloque Esperanza, los campos Clarinete y Oboe en el bloque VIM-5, y el campo Toronja en el bloque VIM-21, situados en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluye petróleo crudo de los campos Leono, Labrador y Tigro en el bloque LLA-23 en la Cuenca de los Llanos en Colombia, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2, Santa Isabel y Capella en Colombia.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2018, se inició la perforación del pozo de exploración Breva-1 en el bloque VIM-21 y el mismo alcanzó una profundidad total de 7.560 pies de profundidad medida (“ft md”) en trece días. El pozo encontró 29 pies de profundidad vertical total de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio de 27% dentro del depósito objetivo principal de arenisca de Porquero Medio. El depósito de arenisca de Porquero Medio fue perforado entre 6.365 y 6.422 ft md y fluyó a una tasa estable final de 25 MMscf/d. Con base en este resultado, la administración ha calculado una tasa de flujo abierto absoluto de 91 MMscf/d para el depósito de arenisca de Porquero Medio en el pozo de exploración Breva-1.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2018, fue iniciada la perforación del pozo de exploración Borojó-1, situado en el bloque Esperanza, el cual alcanzó una profundidad total de 8.012 ft md. El pozo Borojó-1 encontró 892 pies de profundidad vertical total de arenisca porosa dentro del depósito principal de Ciénaga de Oro (“CDO”), pero no encontró volúmenes comerciales de gas, y fue tapado y abandonado.

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2018, la producción de petróleo crudo de la Compañía de sus propiedades LLA-23, Rancho Hermoso, VMM-2, Santa Isabel y Capella en Colombia se reunió en un solo grupo (“Petróleo de Colombia”) para fines de análisis en este MD&A. A la fecha de este MD&A, la Compañía ha clasificado algunos bloques de petróleo como mantenidos para la venta debido a su intención de vender los activos. La Compañía celebró un contrato de compra de acciones con Arrow Exploration Ltd. (“Arrow”) en mayo 31 de 2018, el cual fue modificado después de junio 30 de 2018 (el “SPA” [por sus siglas en inglés]). Conforme al SPA, con sujeción a ciertas condiciones precedentes, Arrow adquirirá la mayoría de los activos de petróleo colombianos de la Compañía (con la excepción de sus participaciones en el bloque Rancho Hermoso y su portafolio de petróleo no convencional) por una contraprestación total de \$40 millones, compuesta por \$10 millones en efectivo, \$25 millones en acciones ordinarias de Arrow (“Acciones de Arrow”) y \$5 millones en un pagaré a una tasa de interés anual de 15% con vencimiento 120 días después del cierre de la transacción.

Además de sus campos productivos, la Compañía tiene participaciones en una serie de bloques de exploración en Colombia.

Promedio diario de producción y volúmenes de ventas de petróleo y gas natural

La producción y los volúmenes de ventas en este MD&A se reportan antes de regalías.

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Producción (boepd)						
Esperanza (gas)	12,605	8,970	41%	12,344	9,424	31%
VIM-5 (gas)	6,166	4,705	31%	6,032	4,157	45%
VIM-21 (gas)	781	—	n/a	636	—	n/a
Petróleo de Colombia	1,967	1,209	2%	1,946	1,961	(1%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	—	1,567	(100%)	280	1,535	(82%)
Producción total	21,519	17,162	25%	21,238	17,077	24%
Movimientos de inventario y otros	(276)	(99)	178%	(218)	(82)	164%
Total ventas	21,243	17,063	24%	21,020	16,995	24%
Ventas (boepd)						
Esperanza (gas)	12,489	8,866	41%	12,238	9,337	38%
VIM-5 (gas)	6,096	4,697	30%	5,979	4,150	44%
VIM-21 (gas)	755	—	n/a	623	—	n/a
Petróleo de Colombia	1,903	1,933	(2%)	1,900	1,973	(4%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	—	1,567	(100%)	280	1,535	(82%)
Total ventas	21,243	17,063	24%	21,020	16,995	24%
Ventas contractuales realizadas (boepd)						
Esperanza (gas)	12,489	8,866	41%	12,238	9,337	31%
VIM-5 (gas)	6,096	4,697	30%	5,979	4,150	44%
VIM-21 (gas)	755	—	n/a	623	—	n/a
Volúmenes en firme	297	132	126%	309	621	(50%)
Total gas natural	19,637	13,695	43%	19,149	14,108	36%
Total petróleo de Colombia	1,903	1,933	(2%)	1,900	1,973	(4%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	—	1,567	(100%)	280	1,535	(82%)
Total ventas contractuales realizadas	21,540	17,195	25%	21,329	17,616	21%

El aumento general de los volúmenes de producción en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, se debe principalmente a un aumento en la producción de gas en Esperanza, VIM-5 y VIM-21, como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la construcción y operación del gasoducto de Sabanas, parcialmente de propiedad de la Compañía. La propiedad por parte de Canacol de su infraestructura continúa permitiéndole a la Compañía controlar los niveles de producción en sus campos desde la cabeza de pozo hasta el punto de entrega de ventas y permite a la Compañía responder rápidamente a condiciones cambiantes y de ese modo maximizar la rentabilidad.

La disminución general en los volúmenes de producción de petróleo durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, se debe principalmente a la venta por parte de la Compañía de su participación en la inversión del CPI de Ecuador en febrero 15 de 2018.

Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Esperanza	\$ 35,829	\$ 23,244	54%	\$ 68,291	\$ 49,744	37%
VIM-5	15,418	11,650	32%	30,000	20,691	45%
VIM-21	1,990	—	n/a	3,271	—	n/a
Petróleo de Colombia	10,880	7,251	50%	20,716	15,313	35%
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	64,117	42,145	52%	122,278	85,748	43%
Regalías	(7,285)	(5,191)	40%	(14,059)	(10,190)	38%
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	56,832	36,954	54%	108,219	75,558	43%
Ingreso de gas natural en firme	369	329	12%	738	3,308	(78%)
Ingresos totales de petróleo y gas natural, después de regalías, según lo reportado	57,201	37,283	53%	108,957	78,866	38%
Tarifa de Ecuador y otros ingresos ⁽¹⁾	—	5,724	(100%)	1,956	11,116	(82%)
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías ⁽¹⁾	\$ 57,201	\$ 43,007	33%	\$ 110,913	\$ 89,982	23%

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural:

- 1) *Ventas de gas natural*: Representan la producción de gas natural menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que se consume a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por compradores de la Compañía que no logran ser entregadas, normalmente debido a la incapacidad de los compradores de aceptar dicho gas, para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en fecha posterior. Como tales, son registradas como ingreso en el período.
- 3) *Nominaciones de gas no entregadas*: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural no entregadas para las cuales los compradores tienen el derecho legal de obtener la entrega en fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de recuperación”). Estas nominaciones se pagan al momento, junto con las ventas de gas y el ingreso en firme, y se incluyen como tales en el ingreso diferido para el período. La Compañía reconoce los ingresos relacionados con tales derechos de recuperación (“liquidaciones”) en la primera fecha entre: a) la entrega del volumen recuperado; b) la expiración del derecho de recuperación; y c) cuando se determina que la probabilidad de que el comprador use el derecho de recuperación es remota.

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, la Compañía ha realizado \$0,4 millones y \$0,7 millones de ingreso en firme (según lo descrito en el punto (2) precedente), respectivamente, lo cual es equivalente a 297 boepd y 309 boepd de ventas de gas natural, respectivamente, sin entrega efectiva del gas natural.

A junio 30 de 2018, la Compañía ha recibido recursos por petróleo crudo y gas natural por entregar en una fecha posterior (según lo descrito en el punto (3) precedente). A junio 30 de 2018, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$8,4 millones (\$7,3 millones relacionados con gas y \$1,1 millones relacionados con petróleo crudo), el cual ha sido clasificado como un pasivo corriente pues se espera que se liquide dentro de los siguientes doce meses.

Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 74.33	\$ 50.59	47%	\$ 70.61	\$ 52.57	34%
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 67.67	\$ 48.77	39%	\$ 65.26	\$ 50.73	29%
Gas natural (\$/boe)	\$ 30.25	\$ 28.27	7%	\$ 29.78	\$ 28.85	3%
Petróleo crudo (\$/boe)	\$ 62.83	\$ 41.22	52%	\$ 60.24	\$ 42.87	41%
Tarifa de Ecuador (\$/boe)	\$ —	\$ 38.54	(100%)	\$ 38.54	\$ 38.54	—
Esperanza (\$/boe)	\$ 31.53	\$ 28.81	9%	\$ 30.83	\$ 29.43	5%
VIM-5 (\$/boe)	27.79	27.26	2%	27.72	27.55	1%
VIM-21 (\$/bbl)	28.96	—	n/a	29.01	—	n/a
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	62.83	41.22	52%	60.24	42.87	41%
Ecuador (\$/bbl)	—	38.54	(100%)	38.54	38.54	—
Precio promedio realizado de venta (\$/boe) ⁽¹⁾	\$ 33.17	\$ 30.68	8%	\$ 32.65	\$ 31.36	4%

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

El precio de venta del gas natural, neto de transporte, durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, fue de USD\$4,85/Mcf y USD\$4,79/Mcf, respectivamente, lo cual fue más alto que la proyección previa de la Compañía.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de gas natural en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, se debe a mayores precios de ventas contractuales en firme.

El aumento en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, se debe principalmente a mayores precios de referencia del petróleo crudo.

Regalías

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2018	2017	2018	2017
Esperanza	\$ 2,992	\$ 2,025	\$ 5,875	\$ 4,355
VIM-5	3,051	2,444	5,871	4,298
VIM-21	163	—	259	—
Petróleo de Colombia	1,079	722	2,054	1,537
Total regalías	\$ 7,285	\$ 5,191	\$ 14,059	\$ 10,190

En Colombia, las regalías de petróleo crudo ligero y gas natural son generalmente a una tasa de 8% y 6.4% respectivamente, hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd, momento en el cual las tasas de regalía aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta producciones del campo de 125.000 boepd. Los bloques LLA-23 y VMM-2 de la Compañía están sujetos a un factor x adicional de regalía del 3% sobre el ingreso neto (efectivamente el 2.76%). Las regalías de petróleo crudo en Labrador y Rancho Hermoso se toman en especie. Las regalías de gas natural y petróleo crudo en general se calculan con base en ingreso neto de gastos de transporte. No hay regalías en la producción a tarifa en Ecuador.

La producción de gas natural de la Compañía en Esperanza está sujeta a una regalía especial adicional del 2% y la producción de gas natural de la Compañía en VIM-5 está sujeta a un factor x adicional de regalía del 13% y una regalía especial del 3% al 4%.

Gastos de producción y de transporte

El total de los gastos de producción y de transporte fue el siguiente:

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gastos de producción	\$ 7,745	\$ 6,085	27%	\$ 14,508	\$ 11,792	23%
Gastos de transporte	4,804	261	>1000%	8,931	944	846%
Total gastos de producción y transporte	\$ 12,549	\$ 6,346	98%	\$ 23,439	\$ 12,736	84%
\$/boe	\$ 6.49	\$ 4.09	59%	\$ 6.16	\$ 4.14	49%

A continuación se presenta un análisis de los gastos de producción:

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Esperanza	\$ 2,749	\$ 1,574	57%	\$ 5,256	\$ 3,017	74%
VIM-5	1,339	982	36%	2,467	1,793	38%
VIM-21	165	—	n/a	332	—	n/a
Petróleo de Colombia	3,492	3,529	(1%)	6,453	6,982	(8%)
Total gastos de producción	\$ 7,745	\$ 6,085	27%	\$ 14,508	\$ 11,792	23%
\$/boe						
Esperanza	\$ 2.42	\$ 1.95	24%	\$ 2.37	\$ 1.79	32%
VIM-5	\$ 2.41	\$ 2.30	5%	\$ 2.28	\$ 2.39	(5%)
VIM-21	\$ 2.40	\$ —	n/a	\$ 2.94	\$ —	n/a
Total gas natural	\$ 2.42	\$ 2.07	17%	\$ 2.34	\$ 1.97	19%
Petróleo de Colombia	\$ 20.16	\$ 20.06	—	\$ 18.76	\$ 19.55	(4%)
Total	\$ 4.01	\$ 3.92	2%	\$ 3.81	\$ 3.83	(1%)

Los gastos totales de producción de gas natural por boe aumentaron en 17% y 19% a \$2,42/boe (\$0,42/Mcf) y \$2,34/boe (\$0,41/Mcf) para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con \$2,07/boe (\$0,36/Mcf) y \$1,97/boe (\$0,35/Mcf) para los mismos períodos en 2017, respectivamente. El aumento es atribuible principalmente a los gastos asociados con gastos operativos fijos adicionales en los nuevos campos, tales como Níspero, Trombón y Toronja.

Los gastos de producción por barril en las propiedades petroleras de Colombia han disminuido en 4% a \$18,76 de \$19,55 en los seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con el mismo período en 2017. La disminución se debe principalmente a costos fijos en general más bajos.

La Compañía no paga gastos de producción en Ecuador y, en esa medida, su precio a tarifa de \$38.54 equivale a la ganancia operacional neta.

A continuación se presenta un análisis de los gastos de transporte:

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Esperanza	\$ 1,987	\$ —	n/a	\$ 4,777	\$ —	n/a
VIM-5	1,748	—	n/a	2,704	—	n/a
VIM-21	872	—	n/a	1,019	—	n/a
Petróleo de Colombia	197	261	(25%)	431	944	(54%)
Total gastos de transporte	\$ 4,804	\$ 261	>1000%	\$ 8,931	\$ 944	846%
\$/boe						
Esperanza	\$ 1.75	\$ —	n/a	\$ 2.16	\$ —	n/a
VIM-5	\$ 3.15	—	n/a	\$ 2.50	—	n/a
VIM-21	\$ 12.69	—	n/a	\$ 9.04	—	n/a
Total gas natural	\$ 2.62	\$ —	n/a	\$ 2.49	\$ —	n/a
Petróleo de Colombia	\$ 1.14	\$ 1.48	(23%)	\$ 1.25	\$ 2.64	(53%)
Total	\$ 2.49	\$ 0.17	>1000%	\$ 2.35	\$ 0.31	658%

El precio de venta del gas natural, neto de transporte, durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, fue de USD\$4,85/Mcf y USD\$4,79/Mcf, respectivamente, lo cual fue más alto que la proyección previa de la Compañía.

La Compañía contrajo costos de transporte de gas natural durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018 debido a lo siguiente: a) algunos contratos de venta de gas tienen un precio de venta integrado por el cual la Compañía es responsable de entregar el gas natural a los compradores en Cartagena, y b) el aumento de la producción de gas natural entregada a través de la Línea de Flujo de Sabanas, la cual está sujeta a una tarifa neta de la participación en la explotación del 25,6% de la Compañía. Los contratos de venta con un precio de venta integrado han sido asignados principalmente a VIM-21.

Los gastos de transporte en las propiedades petroleras en Colombia disminuyeron en un 25% y un 54% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, debido a más ventas en boca de pozo donde los compradores asumen los costos de transporte, con lo cual se redujeron los gastos de transporte en tanto que también, como resultado, disminuyeron los precios promedio realizados de venta.

Ganancia operacional neta

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Corporativa						
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 33.17	\$ 30.68	8%	\$ 32.65	\$ 31.36	4%
Regalías	(3.77)	(3.34)	13%	(3.70)	(3.31)	12%
Gastos de producción	(4.01)	(3.92)	2%	(3.81)	(3.83)	(1%)
Gastos de transporte	(2.49)	(0.17)	>1000%	(2.35)	(0.31)	658%
Ganancia operacional neta⁽¹⁾	\$ 22.90	\$ 23.25	(2%)	\$ 22.79	\$ 23.91	(5%)

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

La ganancia operacional neta por categoría principal de producción es la siguiente:

Gas natural

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Esperanza						
Ingresos de gas natural	\$ 31.53	\$ 28.81	9%	\$ 30.83	\$ 29.43	5%
Regalías	(2.63)	(2.51)	5%	(2.65)	(2.58)	3%
Gastos de producción	(2.42)	(1.95)	24%	(2.37)	(1.79)	32%
Gastos de transporte	(1.75)	—	n/a	(2.16)	—	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 24.73	\$ 24.35	2%	\$ 23.65	\$ 25.06	(6%)
VIM-5						
Ingresos de gas natural	\$ 27.79	\$ 27.26	2%	\$ 27.72	\$ 27.55	1%
Regalías	(5.50)	(5.72)	(4%)	(5.43)	(5.72)	(5%)
Gastos de producción	(2.41)	(2.30)	5%	(2.28)	(2.39)	(5%)
Gastos de transporte	(3.15)	—	n/a	(2.50)	—	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 16.73	\$ 19.24	(13%)	\$ 17.51	\$ 19.44	(10%)
VIM-21						
Ingresos de gas natural	\$ 28.96	\$ —	n/a	\$ 29.01	\$ —	n/a
Regalías	(2.37)	—	n/a	(2.30)	—	n/a
Gastos de producción	(2.40)	—	n/a	(2.94)	—	n/a
Gastos de transporte	(12.69)	—	n/a	(9.04)	—	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 11.50	\$ —	n/a	\$ 14.73	\$ —	n/a
Total gas natural						
Ingresos de gas natural	\$ 30.25	\$ 28.27	7%	\$ 29.78	\$ 28.85	3%
Regalías	(3.57)	(3.62)	(1%)	(3.56)	(3.54)	—
Gastos de producción	(2.42)	(2.07)	(207%)	(2.34)	(1.97)	19%
Gastos de transporte	(2.62)	—	n/a	(2.49)	—	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 21.64	\$ 22.58	(4%)	\$ 21.39	\$ 23.34	(8%)

Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 62.83	\$ 41.22	52%	\$ 60.24	\$ 42.87	41%
Regalías	(6.23)	(4.10)	52%	(5.97)	(4.30)	39%
Gastos de producción	(20.16)	(20.06)	—	(18.76)	(19.55)	(4%)
Gastos de transporte	(1.14)	(1.48)	(23%)	(1.25)	(2.64)	(53%)
Ganancia operacional neta	\$ 35.30	\$ 15.58	127%	\$ 34.26	\$ 16.38	109%
Ecuador						
Ingresos por tarifa ⁽¹⁾	\$ —	\$ 38.54	(100%)	\$ 38.54	\$ 38.54	—
Ganancia operacional neta	\$ —	\$ 38.54	—	\$ 38.54	\$ 38.54	—

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Costos brutos	\$ 8,344	\$ 6,913	21%	\$ 15,894	\$ 14,366	11%
Menos: montos capitalizados	(1,277)	(810)	58%	(2,714)	(1,743)	56%
Gastos generales y administrativos	\$ 7,067	\$ 6,103	16%	\$ 13,180	\$ 12,623	4%
\$/boe	\$ 3.66	\$ 3.93	(7%)	\$ 3.46	\$ 4.10	(16%)

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) brutos aumentaron en 21% y 11% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente, principalmente debido a: a) gasto de indemnizaciones por despido por una vez, y b) mayores costos de soporte para el aumento del 25% y el 24% en la producción de la Compañía en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente.

Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,301	\$ 5,524	32%	\$ 14,958	\$ 11,039	36%
Costos de financiación distintos a efectivo	649	1,426	(54%)	2,042	6,688	(69%)
Gasto financiero neto	\$ 7,950	\$ 6,950	14%	\$ 17,000	\$ 17,727	(4%)

El gasto de financiación neto pagado aumentó durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente, debido a: a) obligaciones de arrendamiento financiero, b) menor ingreso de interés debido a la liberación de los depósitos a término del CPI de Ecuador, y c) el aumento del monto de capital de deuda de largo plazo de \$305 millones a \$320 millones, compensado por una tasa de interés fija más baja de 7,25% en comparación con una tasa flotante de 7,7%.

Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gasto de remuneración basada en acciones	\$ 996	\$ 1,080	(8%)	\$ 3,216	\$ 4,390	(27%)
Gasto de unidades de acciones restringidas	—	—	—	2,253	3,846	(41%)
Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 996	\$ 1,080	(8%)	\$ 5,469	\$ 8,236	(34%)

El gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas fue estimado usando el modelo de fijación de precio de opciones de Black-Scholes.

Gasto de agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Gasto de agotamiento y depreciación	\$ 11,677	\$ 5,539	111%	\$ 21,808	\$ 15,336	42%
\$/boe	\$ 6.04	\$ 3.57	69%	\$ 5.73	\$ 4.99	15%

El gasto de agotamiento y depreciación aumentó en 111% y 42% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, en comparación con los mismos períodos en 2017, respectivamente, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural y una mayor base agotable.

Recuperación de deterioro

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2018	2017	2018	2017
Recuperación de deterioro	\$ 19,126	\$ —	\$ 19,126	\$ —

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018, se registró una recuperación de deterioro de \$19,1 millones sobre el monto recuperable estimado del bloque Rancho Hermoso (unidad generadora de efectivo) siendo de \$8,9 millones, que se estimó previamente en \$0 con una obligación estimada de desmantelamiento de \$10,2 millones, lo cual representa el valor razonable menos el costo de disposición con el uso de flujos de caja descontados, conforme a lo estimado por la administración y los precios estimados actuales de petróleo crudo. Tal recuperación fue principalmente el resultado de un mayor interés de participantes en el mercado en adquirir el bloque y la recuperación de los precios de referencia del petróleo crudo a junio 30 de 2018.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2018	2017	2018	2017
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 6,392	\$ 3,788	\$ 13,586	\$ 13,143
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	5,235	7,491	(3,854)	1,913
Gasto de impuesto de renta	\$ 11,627	\$ 11,279	\$ 9,732	\$ 15,056

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 37% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018. La tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia disminuirá a 33% en enero 1 de 2019.

Efectivo y fondos provenientes de las operaciones e ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2018	2017	Cambio	2018	2017	Cambio
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 19,826	\$ 11,130	78%	\$ 39,694	\$ 28,669	38%
Por acción – básico	\$ 0.11	\$ 0.06	83%	\$ 0.22	\$ 0.16	38%
Por acción – diluido	\$ 0.11	\$ 0.06	83%	\$ 0.22	\$ 0.16	38%
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 28,826	\$ 24,236	19%	\$ 52,363	\$ 45,183	16%
Por acción – básicos	\$ 0.16	\$ 0.14	14%	\$ 0.30	\$ 0.26	15%
Por acción – diluidos	\$ 0.16	\$ 0.14	14%	\$ 0.29	\$ 0.26	12%
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	\$ (25,979)	\$ 11,770	n/a	\$ (17,701)	\$ 3,828	n/a
Por acción – básico(a)	\$ (0.15)	\$ 0.07	n/a	\$ (0.10)	\$ 0.02	n/a
Por acción – diluido(a)	\$ (0.15)	\$ 0.07	n/a	\$ (0.10)	\$ 0.02	n/a

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2018	2017	2018	2017
Perforación y completamientos	\$ 10,745	\$ 13,041	\$ 23,853	\$ 23,926
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	7,832	5,247	11,196	6,125
Costos de oleoducto intermedio	1,677	9,317	3,887	9,317
Tierra, sísmica, comunidades y otros	5,224	6,487	12,619	16,915
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽²⁾	5,633	(3,520)	19,750	(1,711)
Gastos de capital netos Ecuador	31,111	30,572	71,305	54,572
	—	76	2,377	894
Gastos de capital netos ajustados ⁽¹⁾	\$ 31,111	\$ 30,648	\$ 73,682	\$ 55,466
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 13,943	\$ 17,703	\$ 29,074	\$ 32,807
Gastos en propiedades, planta y equipo	17,168	12,869	42,231	21,765
Gastos de capital netos	\$ 31,111	\$ 30,572	\$ 71,305	\$ 54,572

(1) Medida que no está en las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

(2) Otros costos distintos a efectivo incluyen costos capitalizados relacionados con obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital en los tres meses terminados en junio 30 de 2018 se relacionaron principalmente con:

- Costos de oleoducto intermedio y planta de gas.
- Perforación, completamiento y prueba de Breva-1.
- Perforación, completamiento y prueba de Borjón-1.

- Pre-perforación de Cañahuate-2 y Cañahuate-3.
- Costos de instalaciones en Esperanza y VIM-5; y
- Otros costos capitalizados (G&A capitalizados de \$1,3 millones y costos de desmantelamiento distintos a efectivo de \$5,6 millones principalmente debidos a un cambio en el estimado).

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital con el fin de proveer flexibilidad para el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a los 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 de largo plazo, las obligaciones de arrendamiento financiero y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles de deuda corrientes y proyectados.

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 de largo plazo pendiente y las obligaciones de arrendamiento financiero menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar el manejo de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores que varían, incluidos los precios corrientes y proyectados del petróleo crudo, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocio de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y las actualizaciones son preparadas y revisadas según se requiera.

Durante los seis meses terminados en junio 30 de 2018, la Compañía vendió sus acciones restantes de InterOil y obtuvo recursos por \$1,9 millones, lo cual resultó en una ganancia de efectivo realizada general de \$3,8 millones sobre la inversión original de la Compañía de \$3,2 millones. Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2018, la Compañía vendió su inversión en una compañía de generación de energía y obtuvo recursos por \$12,4 millones.

La Compañía también recibió \$22,1 millones del total de recursos en efectivo de \$28,1 millones y el depósito a término pendiente de \$8,3 millones previamente registrados como efectivo restringido por la venta de su participación de capital en el CPI de Ecuador. Los restantes \$6 millones de los recursos remanentes en efectivo han sido clasificados como una cuenta por cobrar a largo plazo pues serán recibidos en julio de 2019.

En mayo 3 de 2018, la Compañía culminó una oferta privada de Títulos Preferenciales por un monto total de capital de \$320 millones. El producto neto ha sido usado para pagar en su totalidad los montos pendientes obtenidos en préstamo bajo la línea de crédito existente por el monto de \$305 millones más intereses causados y costos de transacción. Los Títulos Preferenciales pagan intereses semestralmente a una tasa del 7,25% anual, y vencerán en mayo de 2025, a menos que sean redimidos o recomprados con anterioridad de acuerdo con sus términos.

Al reemplazar la línea de crédito de \$305 millones, la Compañía se beneficia con: (i) el reemplazo del préstamo a término, el cual tiene una tasa de interés fluctuante de Libor a tres meses +5,5% (que en total fue de aproximadamente 8%, pues la Libor a tres meses ha estado aumentando significativamente durante los últimos 14 meses), por un cupón fijo de 7,25%, lo cual brinda tanto una reducción como certidumbre de los gastos de deuda en un ambiente de tasas de interés extremadamente volátil; (ii) el diferimiento de la amortización trimestral de capital de \$23,5 millones de la línea de crédito a partir de marzo de 2019, para un vencimiento único en mayo de 2025; (iii) un contrato de títulos administrativamente menos complicado que no requiere garantía o certificación trimestral de compromisos de mantenimiento (solamente compromisos en la medida en que se den ciertos eventos); (iv) la ausencia del requisito de mantener efectivo en una cuenta

de reserva para servicio de deuda, según era exigido bajo la línea de crédito (se tenía previsto que estos montos sumaran en total aproximadamente \$25 millones posteriormente en 2018); y (v) el logro de algunas otras flexibilidades operacionales y financieras, incluyendo la posibilidad para la Compañía de pagar dividendos.

	Junio 30 de 2018
Deuda de largo plazo – capital	\$ 320,000
Obligaciones de arrendamiento financiero	46,142
Superávit de capital de trabajo	(83,909)
Deuda neta	\$ 282,233

Cartas de crédito

A junio 30 de 2018, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$94,3 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$21,9 millones están relacionados con activos mantenidos para la venta.

A agosto 13 de 2018 la Compañía tenía en circulación 177,3 millones de acciones ordinarias, 16,2 millones de opciones de compra de acciones y 0,4 millones de unidades de acciones restringidas.

OBLIGACIONES CONTRACTUALES

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a junio 30 de 2018:

	Menos de 1 año		1-3 años		Más de 3 años		Total
Deuda de largo plazo - capital	\$	—	\$	—	\$	320,000	\$ 320,000
Obligación de arrendamiento financiero – no descontada ⁽¹⁾		10,537		21,332		23,355	55,224
Cuentas por pagar, comerciales y otras		55,999		—		—	55,999
Petróleo crudo pagadero en especie		858		—		—	858
Ingreso diferido		8,386		—		—	8,386
Pasivo de liquidación		3,600		7,200		16,077	19,684
Otras obligaciones a largo plazo		—		2,310		—	2,310
Unidades de acciones restringidas		2,048		32		—	2,080
Contratos de exploración y producción		23,585		87,783		7,132	118,500
Contrato de operación de instalación de Jobo		2,879		2,879		4,077	9,835
Contratos de operación de estación de compresión		2,483		2,639		20,567	25,689
Arrendamientos de oficinas		1,030		1,857		268	3,155

(1) Las obligaciones de arrendamiento financiero comprenden la instalación de procesamiento de gas natural de Jobo (\$26,7 millones) y las estaciones de compresión de Sabanas (\$28,5 millones).

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2018, la Compañía entró en la fase dos de su programa de trabajo del bloque VIM-21 con un compromiso total de \$26 millones por completar en los

próximos tres años. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a junio 30 de 2018 por \$118,5 millones y ha emitido \$44,9 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. En el evento de que la Compañía venda algunos activos de E&E y D&P de petróleo, \$30 millones del total de \$118,5 millones de compromisos de exploración y \$21,9 millones del total de \$94,3 millones de garantías financieras relacionadas con tales activos ya no serán mantenidos por la Compañía.

Contratos de pago en firme por uso de oleoducto

La Compañía posee una participación del 0.5% en Oleoducto Bicentenario de Colombia (“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 y Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A. acuerdos de transporte bajo la modalidad de pago en firme independientemente del volumen transportado, para 550 barriles de petróleo por día a una tarifa variable regulada. Las tarifas a junio 30 de 2018 fueron de \$7,56/barril y \$3,09/barril, respectivamente. Después de junio 30 de 2018, los contratos de pago en firme han sido terminados conforme a los términos contractuales. En el evento de que la Compañía venda ciertos activos de E&E y D&P de petróleo, su inversión en OBC será incluida en la venta.

Pasivo de liquidación

Como resultado de un desacuerdo entre la Compañía y otra entidad colombiana (la “Contraparte”) sobre el pago de ciertos costos operativos relacionados con la producción de petróleo crudo, se ha causado un pasivo de liquidación de \$20,3 millones (la “Liquidación”) a junio 30 de 2018. El monto de la liquidación está sujeto a una tasa de interés de 8,74% anual sobre el saldo pendiente. Bajo los términos del acuerdo, la Compañía hará pagos de efectivo en forma mensual iguales al monto de aproximadamente \$0,3 millones por mes hasta que se logre un convenio mutuo para liquidar el resto de la deuda. La Compañía está en activas discusiones con la Contraparte en relación con la potencial compensación de una porción o la totalidad de la obligación mediante la transferencia de un activo no básico.

PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2018, la Compañía continúa enfocada en lograr 230 MMscfpd de capacidad productiva mediante la expansión de las instalaciones de procesamiento de gas en Jobo y la conexión de los pozos Pandereta-1, 2, 3, y Chirimía-1 en diciembre de 2018. Las obras civiles para la expansión de la instalación de Jobo comenzaron en julio de 2018. Se espera la instalación de los primeros módulos para septiembre de 2018, y la culminación del proyecto está prevista para diciembre de 2018. Se espera que el pozo Chirimía-1 quede conectado y esté en producción a mediados de septiembre de 2018, y que Pandereta esté conectado y en producción en diciembre de 2018. Además, la Compañía actualmente está en el proceso de descongestionar las líneas de flujo de Betania a Jobo; específicamente, mediante la instalación de una línea de flujo de gas gemela de acero flexible de seis pulgadas y una línea de disposición de agua de seis pulgadas, lo cual permitirá mayores tasas de producción desde los campos de gas de Nelson y Palmer. Se espera que esta obra culmine a finales de octubre de 2018.

En agosto 3 de 2018, Promigás S.A. (“Promigás”) recibió el permiso ambiental final relacionado con su proyecto para sumar otros 100 MMscfpd de capacidad de transporte a su gasoducto existente, con la totalidad de la capacidad adicional asignada a Canacol. Promigás espera que todos los 100 MMscfpd adicionales de capacidad estén disponibles en marzo de 2019, con los primeros 20 MMscfpd disponibles en diciembre 1 de 2018.

En julio de 2018, la Compañía instaló tubería de revestimiento en el pozo de evaluación Cañahuate-3, el cual está a la espera de completamiento mediante una torre de acondicionamiento. La Compañía prevé la perforación del siguiente pozo de exploración, Acordeón-1, para noviembre de 2018.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2018		2017				2016	
	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3
Financieros								
Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías	57,201	51,756	42,092	37,950	37,283	41,583	41,967	44,392
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías ⁽¹⁾	57,201	53,712	46,285	43,258	43,007	46,975	47,943	50,851
Flujo de caja aportado por actividades operativas	19,826	19,868	25,001	11,783	11,130	17,539	30,289	22,275
Por acción – básico (\$)	0.11	0.11	0.14	0.07	0.06	0.10	0.17	0.13
Por acción – diluido (\$)	0.11	0.11	0.14	0.07	0.06	0.10	0.17	0.13
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	28,826	23,537	20,857	18,871	24,236	20,947	41,979	30,719
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.13	0.12	0.11	0.14	0.12	0.24	0.18
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.16	0.13	0.12	0.11	0.14	0.12	0.24	0.18
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	(25,979)	8,278	(150,343)	(1,514)	11,770	(7,942)	20,331	(8,399)
Por acción – básico (\$)	(0.15)	0.05	(0.85)	(0.01)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)
Por acción – diluido (\$)	(0.15)	0.05	(0.85)	(0.01)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)
Gastos de capital, netos	31,111	40,194	41,652	24,978	30,572	24,000	58,638	28,698
Gastos de capital ajustados, netos ⁽¹⁾	31,111	42,571	44,373	25,568	30,648	24,818	59,691	29,208
Operaciones (boepd)								
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	1,967	2,488	3,008	3,263	3,487	3,505	3,616	3,892
Gas natural	19,552	18,467	14,569	13,324	13,675	13,487	14,112	14,740
Total ⁽²⁾	21,519	20,955	17,577	16,587	17,162	16,992	17,728	18,632
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías								
Petróleo ⁽²⁾	1,903	2,460	3,003	3,268	3,500	3,517	3,657	3,801
Gas natural	19,340	18,335	14,379	13,239	13,563	13,409	13,986	14,621
Total ⁽²⁾	21,243	20,795	17,382	16,507	17,063	16,926	17,643	18,422
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías								
Gas natural	19,637	18,655	14,950	13,338	13,695	14,526	14,653	15,107
Petróleo de Colombia	1,903	1,896	1,820	1,895	1,933	2,014	2,026	2,090
Petróleo a tarifa de Ecuador ⁽²⁾	—	564	1,183	1,373	1,567	1,503	1,631	1,711
Total ⁽²⁾	21,540	21,115	17,953	16,606	17,195	18,043	18,310	18,908

(1) Medida que no es de las NIIF. Incluye los montos relacionados con el CPI de Ecuador. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

(2) Incluye la producción de petróleo a tarifa relacionada con el CPI de Ecuador.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2018 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2017.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

La administración de la Compañía acogió criterios, supuestos y estimados en la preparación de los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de esos estimados, y tales diferencias pueden ser significativas. La base de presentación y las principales políticas contables de la Compañía pueden consultarse en las notas a los estados financieros.

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía ha implementado nuevas políticas contables durante los seis meses terminados en junio 30 de 2018. La Compañía actualmente está revisando nuevas NIIF que han sido emitidas pero que aún no están en efecto. En los estados financieros se presentan discusiones detalladas de las nuevas políticas contables y su impacto.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que la información pertinente es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública. El Director Ejecutivo (“CEO”) y el Director Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la alta gerencia, han diseñado, o han hecho que se diseñen controles y procedimientos de revelación bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han establecido procesos para asegurarse de recibir suficiente información para sustentar las declaraciones hechas en los certificados intermedios que deben ser presentados conforme al Instrumento Nacional 52-109.

Controles internos de informes financieros

El CEO y el CFO, con la participación de otros miembros de la administración, son responsables de establecer y mantener Controles Internos de Informes Financieros (“CIIF”) adecuados para ofrecer una seguridad razonable sobre la confiabilidad de los estados financieros preparados conforme a las NIIF.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2018 no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, sólo puede brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el hecho de que hay limitaciones de recursos, y que los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas debido a simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras. Así, debido a las limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones erróneas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier

evaluación de efectividad para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.