

# CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
AÑO TERMINADO EN DICIEMBRE 31 DE 2017



*Claudia Victoria Salgado R.*

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "C. Salgado R.", is positioned above a horizontal line.

TRADUCTORA OFICIAL  
Cert. # 0249 U. Nal.

## 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 diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Ingresos totales por petróleo y gas natural, netos de regalías	42,092	41,967	—	158,908	147,985	7%
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías <sup>(1)</sup>	46,285	47,943	(3%)	179,525	173,184	4%
Flujo de caja aportado por actividades operativas	25,001	30,289	(17%)	65,346	73,577	(11%)
Por acción – básico (\$) <sup>(2)</sup>	0.14	0.17	(18%)	0.37	0.44	(16%)
Por acción – diluido (\$) <sup>(2)</sup>	0.14	0.17	(18%)	0.37	0.44	(16%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(3)</sup>	20,857	41,979	(50%)	84,804	113,019	(25%)
Por acción – básicos (\$) <sup>(2)</sup>	0.12	0.24	(50%)	0.48	0.68	(29%)
Por acción – diluidos (\$) <sup>(2)</sup>	0.12	0.24	(50%)	0.48	0.67	(28%)
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total	(150,343)	20,331	n/a	(148,029)	23,638	n/a
Por acción – básico (\$) <sup>(2)</sup>	(0.85)	0.12	n/a	(0.85)	0.14	n/a
Por acción – diluido (\$) <sup>(2)</sup>	(0.85)	0.12	n/a	(0.85)	0.14	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	41,651	58,638	(29%)	121,202	107,930	12%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones <sup>(3)</sup>	44,373	59,691	(26%)	125,407	110,224	14%
				Dic. 31 de 2017	Dic. 31 de 2016	Cambio
Efectivo				39,071	66,283	(41%)
Efectivo restringido				27,919	62,073	(55%)
Superávit de capital de trabajo				110,401	64,899	70%
Deuda con bancos				294,590	250,638	18%
Total activos				696,443	787,508	(12%)
Acciones ordinarias, final del período (000)				176,109	174,359	—
Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo <sup>(1)</sup>	3,008	3,616	(17%)	3,315	4,012	(17%)
Gas natural	14,569	14,112	3%	13,765	11,930	15%
Total <sup>(1)</sup>	17,577	17,728	(1%)	17,080	15,942	7%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo <sup>(1)</sup>	3,003	3,657	(18%)	3,321	4,019	(17%)
Gas natural	14,379	13,986	3%	13,648	11,830	15%
Total <sup>(1)</sup>	17,382	17,643	(1%)	16,969	15,849	7%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)						
Gas natural	14,950	14,653	2%	14,125	12,357	14%
Petróleo de Colombia	1,820	2,026	(10%)	1,915	2,315	(17%)
Petróleo a tarifa de Ecuador <sup>(1)</sup>	1,183	1,631	(27%)	1,406	1,704	(17%)
Total <sup>(1)</sup>	17,953	18,310	(2%)	17,446	16,376	7%
Ganancia operacional neta (\$/boe) <sup>(1)</sup>						
Total gas natural	20.24	24.50	(17%)	22.21	25.83	(14%)
LLA-23 (petróleo)	20.14	14.80	36%	20.00	12.05	66%
Ecuador (petróleo a tarifa) <sup>(1)</sup>	38.54	38.54	—	38.54	38.54	—
Total <sup>(1)</sup>	21.84	24.00	(9%)	23.15	24.93	(7%)

(1) Medidas que no está en las NIIF – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

(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 – 8<sup>th</sup> 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 marzo 23 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 consolidados auditados de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2017 y 2016 (los “estados financieros”), y deben ser leídos en conjunto con estos. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales Información Financiera (“NIIF”), 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](http://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, que el gobierno ecuatoriano no renegociará los precios a tarifa en ciertos contratos con precio fijo en un ambiente de bajos precios del petróleo, 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 desinversión planeada con respecto a activos de petróleo de la Compañía 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** – Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el contrato de producción incremental para los campos de Libertador y Atacapi en Ecuador (“CPI de Ecuador”) conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos 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.

Una de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño es la de los fondos ajustados provenientes de sus operaciones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida no definida en las NIIF. Representan el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos de obligación 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. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones 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 del ingreso (pérdida) neto y el ingreso (pérdida) total por acción.

La tabla siguiente incluye el promedio ponderado básico y diluido de las acciones en circulación:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2017	2016	2017	2016
Promedio ponderado de acciones ordinarias	175,988	\$ 173,779	175,180	165,640
Efecto de opciones de compra de acciones	1,893	2,974	1,820	2,062
<b>Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación, diluido</b>	<b>175,881</b>	<b>\$ 176,753</b>	<b>177,000</b>	<b>167,702</b>

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2017	2016	2017	2016
Flujo de caja provisto por actividades operativas	\$ 25,001	\$ 30,289	\$ 65,346	\$ 73,577
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(8,428)	4,865	(450)	14,243
Ingreso del CPI de Ecuador, neto de impuestos de renta corrientes	4,284	6,825	19,908	25,199
<b>Fondos ajustados provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ 20,857</b>	<b>\$ 41,979</b>	<b>\$ 84,804</b>	<b>\$ 113,019</b>

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, 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") usando 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 diciembre 31 de 2017, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Trombón y Níspero en el bloque Esperanza, el campo Clarinete 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, petróleo a tarifa del CPI de Ecuador, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017, la Compañía perforó el pozo de exploración Pandereta-1 en su bloque VIM-5, e hizo pruebas del mismo, y encontró gas en el depósito objetivo principal de arenisca Ciénaga de Oro ("CDO"), según lo esperado. El depósito CDO fue perforado entre 7.742 y 7.778 y 7.810 y 7.830 pies de profundidad medida ("ft md"), y fluyó a una tasa estable final de 29 MMscfpd. La Compañía inició la perforación del pozo de exploración Pandereta-2 en diciembre 2 de 2017 teniendo como objetivo depósitos contentivos de gas del depósito CDO aproximadamente un kilómetro ("km") al oeste de la ubicación del fondo de pozo de Pandereta-1. Dos pruebas de producción separadas se realizaron en el depósito CDO. La parte superior del depósito CDO fue perforada entre 8.505 y 8.612 ft md y fluyó a una tasa estable final de 35 MMscfpd. Con base en este resultado, la administración ha calculado una tasa de flujo abierto absoluto de 140 MMscfpd para la parte superior de CDO para el pozo de exploración Pandereta-2. Los resultados de las pruebas relacionadas con la parte inferior del depósito CDO no fueron concluyentes debido a problemas mecánicos. La perforación del pozo de exploración Pandereta-3 inició en enero de 2018, y

alcanzó una profundidad total de 9.534 ft md en 13 días. Está situado aproximadamente a un km al noreste de la ubicación del fondo del pozo de exploración Pandereta-1. La parte superior del depósito CDO fue perforada entre 8.370 y 8.447 ft md y fluyó a una tasa estable final de 43 MMscfpd. Con base en este resultado, se calculó una tasa de flujo abierto absoluto de 168 MMscfpd para la parte superior del depósito CDO. Las partes inferior y media del depósito CDO fueron perforadas entre 8.942 - 8.965 y 8.860 - 8.905 ft md y fluyeron a una tasa estable final de 15 MMscfpd y 21 MMscfpd, respectivamente. La Compañía actualmente está planeando conectar el descubrimiento de Pandereta con su instalación de procesamiento de gas operada situada en Jobo a mediados de 2018.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017, la Compañía perforó el pozo de exploración Cañandonga-1, situado seis km al noreste del campo de gas Nelson en su bloque Esperanza. El pozo alcanzó una profundidad total de 9.300 ft md dentro del depósito principal de arenisca de CDO. Sin embargo, debido a problemas relacionados con la perforación, el pozo penetró solamente en los 713 pies superiores de la sección del depósito de arenisca CDO antes de que las operaciones de perforación fueran suspendidas, habiendo penetrado aproximadamente un tercio de la sección esperada del depósito de arenisca CDO. La Compañía planea movilizar una torre de reacondicionamiento para completar el pozo de descubrimiento Cañandonga-1 y hacer pruebas a mediados de 2018.

En agosto de 2017, la Compañía celebró un acuerdo con un grupo de inversionistas privados para la construcción, operación y propiedad de la línea de flujo de gas de Sabanas de 82 km (la "Línea de Flujo de Sabanas") de su planta de gas de Jobo al punto de conexión con el gasoducto de Promigás S.A. en Bremen, Colombia. La Línea de Flujo de Sabanas fue terminada en diciembre de 2017 y, a la terminación de la segunda estación de compresión de gas en febrero de 2018, la Línea de Flujo de Sabanas alcanzó su capacidad de transporte plena de 40 MMscfpd. La Compañía tiene una participación en la explotación de 25,6% en la Línea de Flujo de Sabanas.

La Compañía, a través de un consorcio, participó en un contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por el cual la Compañía tenía derecho a un precio a tarifa de \$38,54/bbl por cada barril de petróleo incremental producido sobre una curva base de producción predeterminada. Tales volúmenes de producción incremental se reportan como producción en este MD&A. Como se ha indicado ampliamente en aparte previo, según lo requerido por la NIIF 11, el CPI de Ecuador está siendo contabilizado conforme al método de participación, versus el método contable de consolidación proporcional. Para los fines de este MD&A, la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, con el fin de complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía bajo las NIIF. Después de diciembre 31 de 2017, la Compañía vendió su participación en la inversión de negocio conjunto de Ecuador y obtuvo recursos por \$36,4 millones.

Para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017, la Compañía también tuvo producción de petróleo crudo de sus propiedades de LLA-23, Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel en Colombia. Las propiedades de la Compañía en Rancho Hermoso, VMM-2 y Santa Isabel individualmente contribuyeron solamente con un monto menor a la producción total en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017 y, por lo tanto, fueron sumadas en un solo grupo ("Otros") para fines de análisis en este MD&A. Estas propiedades son susceptibles de flujos de caja negativos en un ambiente de precios bajos del petróleo y la Compañía planea cerrar todos los pozos bajo su control que no sean rentables. A la fecha de este MD&A, todos los pozos en el campo Moloacán en México han sido cerrados y la Compañía actualmente está en el proceso de retirarse del campo. La Compañía ha clasificado algunos bloques de petróleo como mantenidos para la venta a diciembre 31 de 2017, debido a su intención de vender los activos, lo cual se espera que culmine en 2018.

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 diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
<b>Producción (boepd)</b>						
Esperanza (gas)	11,076	8,168	36%	10,299	7,401	39%
VIM-5 (gas)	3,277	5,944	(45%)	3,412	4,529	(25%)
VIM-21 (gas)	216	—	n/a	54	—	n/a
LLA 23 (petróleo)	939	1,290	(27%)	1,131	1,652	(32%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,183	1,631	(27%)	1,406	1,704	(17%)
Otros (petróleo)	886	695	27%	778	656	19%
<b>Producción total</b>	<b>17,577</b>	<b>17,728</b>	<b>(1%)</b>	<b>17,080</b>	<b>15,942</b>	<b>7%</b>
Movimientos de inventario y otros	(195)	(85)	130%	(111)	(92)	20%
<b>Ventas totales</b>	<b>17,382</b>	<b>17,643</b>	<b>96%</b>	<b>16,969</b>	<b>15,849</b>	<b>7%</b>
<b>Ventas (boepd)</b>						
Esperanza (gas)	10,992	8,051	37%	10,215	7,325	39%
VIM-5 (gas)	3,171	5,935	(47%)	3,379	4,505	(25%)
VIM-21 (gas)	216	—	n/a	54	—	n/a
LLA 23 (petróleo)	942	1,313	(28%)	1,135	1,651	(31%)
Ecuador (petróleo a tarifa)	1,183	1,631	(27%)	1,406	1,704	(17%)
Otros (petróleo)	878	713	23%	780	664	17%
<b>Ventas totales</b>	<b>17,382</b>	<b>17,643</b>	<b>(1%)</b>	<b>16,969</b>	<b>15,849</b>	<b>7%</b>
<b>Ventas contractuales realizadas (boepd)</b>						
Esperanza (gas)	10,992	8,051	37%	10,215	7,325	39%
VIM-5 (gas)	3,171	5,935	(47%)	3,379	4,505	(25%)
VIM-21 (gas)	216	—	n/a	54	—	n/a
Volúmenes en firme	571	667	(14%)	477	527	(9%)
<b>Total gas natural</b>	<b>14,950</b>	<b>14,653</b>	<b>2%</b>	<b>14,125</b>	<b>12,357</b>	<b>14%</b>
Total petróleo de Colombia	1,820	2,026	(10%)	1,915	2,315	(17%)
Petróleo a tarifa de Ecuador	1,183	1,631	(27%)	1,406	1,704	(17%)
<b>Ventas contractuales realizadas totales</b>	<b>17,953</b>	<b>18,310</b>	<b>(2%)</b>	<b>17,446</b>	<b>16,376</b>	<b>7%</b>

La disminución general en los volúmenes de producción en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, se debe principalmente a caídas de producción en LLA-23 y Ecuador, compensadas por un aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5, como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas.

El aumento general en los volúmenes de producción en el año terminado en diciembre 31 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, se debe principalmente a un aumento en la producción de gas en Esperanza y VIM-5, como resultado de las ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas, compensadas por caídas de producción en LLA-23 y Ecuador.

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 hace posible que la Compañía responda rápidamente a condiciones cambiantes y así maximice la rentabilidad.

Las ventas contractuales realizadas de gas durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017 promediaron aproximadamente 85 MMscfpd.

## Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 28,783	\$ 22,762	26%	\$ 107,741	\$ 84,085	28%
VIM-5	7,775	16,434	(53%)	33,663	52,269	(36%)
VIM-21	575	—	n/a	575	—	n/a
LLA-23	4,502	4,930	(9%)	18,638	19,440	(4%)
Otros	4,140	2,594	60%	12,873	8,055	60%
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	45,775	46,720	(2%)	173,490	163,849	6%
Regalías	(5,046)	(6,719)	(25%)	(19,544)	(21,944)	(11%)
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	40,729	40,001	2%	153,946	141,905	8%
Ingreso de gas natural en firme	1,363	1,966	(31%)	4,962	6,080	(18%)
Ingresos totales de petróleo y gas, después de regalías, según lo reportado	42,092	41,967	—	158,908	147,985	7%
Tarifa de Ecuador y otros ingresos <sup>(1)</sup>	4,193	5,976	(30%)	20,617	25,199	(18%)
<b>Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, después de regalías <sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 46,285</b>	<b>\$ 47,943</b>	<b>(3%)</b>	<b>\$ 179,525</b>	<b>\$ 173,184</b>	<b>4%</b>

(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 un monto de volumen de gas normalmente pequeño que es consumido a nivel del campo.
- 2) *Ingreso en firme* – Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural por parte de compradores de la Compañía las cuales no se entregan, normalmente debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas, y para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en una fecha posterior. En esa medida, se registran 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 un derecho legal de que se les haga entrega en una fecha posterior, por un período fijo de tiempo ("derechos de compensación"). Estas nominaciones son pagadas en el momento, junto con el ingreso por ventas de gas e ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Compañía reconoce ingresos asociados con tales derechos de compensación ("liquidaciones") al ocurrir lo primero entre: a) la entrega del volumen de compensación; b) la expiración del derecho de compensación; o c) la determinación de que la probabilidad de que el comprador utilizará el derecho de compensación es remota.

Durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2017, la Compañía ha realizado \$1,4 millones y \$5 millones de ingreso en firme (según lo descrito en (2) arriba), lo cual es equivalente a 571 boepd y 622 boepd de ventas de gas, respectivamente, sin entrega efectiva del gas natural.

A diciembre 31 de 2017, la Compañía ha recibido recursos por petróleo crudo y gas natural por entregar en fecha posterior (según lo descrito en (3) arriba). A diciembre 31 de 2017, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$4,8 millones (\$4,4 millones relacionados con gas y \$0,4 millones relacionados con petróleo crudo), el cual ha sido clasificado como pasivo corriente pues se espera que sea liquidado dentro de los próximos doce meses.

## Precio promedio de referencia y precios realizados de venta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 60.97	\$ 50.81	20%	\$ 54.28	\$ 44.45	22%
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 55.43	\$ 50.19	10%	\$ 50.78	\$ 44.66	14%
Gas natural (\$/boe)	\$ 28.06	\$ 30.46	(8%)	\$ 28.50	\$ 31.49	(9%)
Petróleo crudo (\$/bbl)	\$ 51.61	\$ 40.37	28%	\$ 45.08	\$ 32.45	39%
Tarifa de Ecuador (\$/bbl)	\$ 38.54	\$ 38.54	-	\$ 38.54	\$ 38.54	-
Esperanza (\$/boe)	\$ 28.46	\$ 30.73	(7%)	\$ 28.90	\$ 31.36	(8%)
VIM-5 (\$/boe)	26.65	30.10	(11%)	27.29	31.70	(14%)
VIM-21 (\$/boe)	28.92	-	n/a	28.92	-	n/a
LLA-23 (\$/bbl)	51.95	40.82	27%	44.99	32.17	40%
Ecuador (\$/bbl)	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Otros (\$/bbl)	51.25	39.55	30%	45.22	33.15	36%
<b>Precio promedio realizado de venta (\$/boe)<sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 31.25</b>	<b>\$ 32.35</b>	<b>(3%)</b>	<b>\$ 31.20</b>	<b>\$ 32.39</b>	<b>(4%)</b>

(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 aumento en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo en los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, se debe principalmente al aumento en los precios de referencia del petróleo crudo.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de gas natural en los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, se debe a: a) la disminución en el precio de la Guajira en diciembre de 2016, de 6,17/MMbtu a \$4,63/MMbtu, y b) precios en el mercado al contado más bajos, debido a condiciones estacionales poco usuales a lo largo de la Costa Caribe colombiana que impactaron negativamente el precio relacionado con contratos interrumpibles, los cuales representan una pequeña porción del portafolio de ventas de gas de la Compañía. El precio de la Guajira es el precio de referencia del gas natural en Colombia, al cual están vinculados aproximadamente 16 MMscfdp de la producción de gas natural de la Compañía.

## Regalías

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de	
	2017	2016	2	2017	2016
Esperanza	\$ 2,497	\$ 1,886	\$	9,394	\$ 7,315
VIM-5	1,625	3,543		6,941	11,288
VIM-21	54	—		54	—
LLA-23	493	518		2,052	2,133
Otros	377	772		1,103	1,208
<b>Regalías totales</b>	<b>\$ 5,046</b>	<b>\$ 6,719</b>	<b>\$</b>	<b>19,544</b>	<b>\$ 21,944</b>

En Colombia, las regalías de petróleo crudo ligero y gas natural son generalmente a tasas del 8% y el 6.4% respectivamente, hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd, momento en el cual las tasas de regalías 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 ingreso neto (efectivamente el 2,76%). Las regalías de petróleo crudo en Labrador y Rancho Hermoso

se toman en especie. No hay regalías sobre la producción a tarifa en Ecuador. La producción de gas natural de la Compañía en Esperanza está sujeta a una regalía especial 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%. Las regalías se calculan sobre ingreso neto de gastos de transporte.

### Gastos de producción y de transporte

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gastos de producción	\$ 7,680	\$ 6,123	25%	\$ 25,040	\$ 18,459	36%
Gastos de transporte	2,311	712	225%	5,243	2,917	80%
<b>Total gastos de producción y transporte</b>	<b>\$ 9,991</b>	<b>\$ 6,835</b>	<b>46%</b>	<b>\$ 30,283</b>	<b>\$ 21,376</b>	<b>42%</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 6.25</b>	<b>\$ 4.21</b>	<b>48%</b>	<b>\$ 4.89</b>	<b>\$ 3.69</b>	<b>33%</b>

A continuación se presenta un análisis de gastos de producción:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 3,066	\$ 1,356	126%	\$ 7,846	\$ 3,977	97%
VIM-5	955	884	8%	3,442	1,931	78%
VIM-21	49	-	n/a	49	-	n/a
LLA-23	2,229	2,049	9%	7,681	7,892	(3%)
Otros	1,381	1,834	(25%)	6,022	4,659	29%
<b>Total gastos de producción</b>	<b>\$ 7,680</b>	<b>\$ 6,123</b>	<b>25%</b>	<b>\$ 25,040</b>	<b>\$ 18,459</b>	<b>36%</b>
<b>\$/boe</b>						
Esperanza	\$ 3.03	\$ 1.83	66%	\$ 2.10	\$ 1.48	42%
VIM-5	\$ 3.27	\$ 1.62	102%	\$ 2.79	\$ 1.17	138%
VIM-21	\$ 2.46	\$ -	n/a	\$ 2.46	\$ -	n/a
<b>Total gas natural</b>	<b>\$ 3.09</b>	<b>1.74</b>	<b>78%</b>	<b>\$ 2.27</b>	<b>\$ 1.36</b>	<b>67%</b>
LLA-23	\$ 25.72	\$ 16.96	52%	\$ 18.54	\$ 13.06	42%
<b>Total</b>	<b>\$ 4.80</b>	<b>\$ 3.77</b>	<b>27%</b>	<b>\$ 4.04</b>	<b>\$ 3.18</b>	<b>27%</b>

Los gastos totales de producción de gas natural por boe aumentaron en un 78% y un 67% a \$3.09/boe (\$0.54/Mcf) y \$2.27/boe (\$0.40/Mcf) para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2017, en comparación con \$1.74/boe (\$0.31/Mcf) y \$1.36/boe (\$0.24/Mcf) para los mismos periodos en 2016, respectivamente. El aumento es principalmente atribuible a: a) el costo de arrendamiento operativo de la instalación de procesamiento de gas de Jobo de Promisol (Jobo 2) a una tasa contratada de aproximadamente \$0.57/boe (\$0.10/Mcf) al nivel de producción actual de la Compañía; b) gastos asociados con mantenimiento programado; y c) gastos operativos de nivel fijo en los nuevos campos Níspero, Trombón y Toronja, que se espera que disminuyan por Mcf en 2018.

Los gastos de producción por barril en LLA-23 han aumentado en un 52% y en un 42% para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2017, en comparación con los mismos periodos en 2016, respectivamente, principalmente debido a costos fijos sobre una base de producción más baja.

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

A continuación se presenta un análisis de gastos de transporte:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Esperanza	\$ 1,249	\$ —	n/a	\$ 2,062	\$ —	n/a
VIM-5	566	—	n/a	1,578	—	n/a
VIM-21	260	—	n/a	260	—	n/a
LLA-23	35	576	(94%)	620	2,136	(71%)
Otros	201	136	48%	723	781	(7%)
<b>Total gastos de transporte</b>	<b>\$ 2,311</b>	<b>\$ 712</b>	<b>225%</b>	<b>\$ 5,243</b>	<b>\$ 2,917</b>	<b>80%</b>
<b>\$/boe</b>						
Esperanza	\$ 1.24	\$ —	n/a	\$ 0.55	\$ —	n/a
VIM-5	\$ 1.94	\$ —	n/a	\$ 1.28	\$ —	n/a
VIM-21	\$ 13.08	\$ —	n/a	\$ 13.08	\$ —	n/a
Total gas natural	\$ 1.57	\$ —	n/a	\$ 0.73	\$ —	n/a
LLA-23	\$ 0.40	\$ 4.77	(92%)	\$ 1.50	\$ 3.53	(58%)
Total	\$ 1.45	\$ 0.44	230%	\$ 0.85	\$ 0.50	70%

En julio de 2017, la Compañía celebró dos contratos interrumpibles de venta de gas. Los contratos interrumpibles 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. Como resultado de los contratos interrumpibles de venta de gas, un gasto total de transporte de gas natural de \$1.8 millones y \$3.6 millones fue registrado durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2017, respectivamente. Estos contratos interrumpibles de venta de gas tuvieron ventas combinadas de 1,527 boepd (8.7 MMscfpd) y 3,111 boepd (17.7 MMscfpd) durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2017, respectivamente.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017, La Línea de Flujo Sabanas entró en operación y la Compañía entregó un promedio de 127 boepd (2.1 MMscfpd) a través de la Línea de Flujo Sabanas durante el cuarto trimestre de 2017, resultando en un gasto total de transporte de gas natural neto de la participación en la explotación de 25.6% de la Compañía de \$0.2 millones.

Los gastos de transporte en LLA-23 disminuyeron en un 94% y un 71% en los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, debido a una disminución del 27% y el 32% en la producción, respectivamente, y más ventas en cabeza de pozo donde los compradores asumen los costos de transporte, reduciendo así los gastos de transporte y a la vez disminuyendo los precios promedio realizados de venta como resultado.

### Ganancia operacional neta

\$/boe	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
<b>Corporativo</b>						
Ingresos de petróleo y gas natural	\$ 31.25	\$ 32.35	(3%)	\$ 31.20	\$ 32.39	(4%)
Regalías	(3.16)	(4.14)	(24%)	(3.16)	(3.78)	(16%)
Gasto de producción	(4.80)	(3.77)	27%	(4.04)	(3.18)	27%
Gasto de transporte	(1.45)	(0.44)	230%	(0.85)	(0.50)	70%
<b>Ganancia operacional neta <sup>(1)</sup></b>	<b>\$ 21.84</b>	<b>\$ 24.00</b>	<b>(9%)</b>	<b>\$ 23.15</b>	<b>\$ 24.93</b>	<b>(7%)</b>

- (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 diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
<b>Esperanza</b>						
Ingresos de gas natural	\$ 28.46	\$ 30.73	(7%)	\$ 28.90	\$ 31.36	(8%)
Regalías	(2.47)	(2.55)	(3%)	(2.52)	(2.73)	(8%)
Gasto de producción	(3.03)	(1.83)	(66%)	(2.10)	(1.48)	42%
Gasto de transporte	(1.24)	-	n/a	(0.55)	-	n/a
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 21.72</b>	<b>\$ 26.35</b>	<b>(18%)</b>	<b>\$ 23.73</b>	<b>\$ 27.15</b>	<b>(13%)</b>
<b>VIM-5</b>						
Ingresos de gas natural	\$ 26.65	\$ 30.10	(11%)	\$ 27.29	\$ 31.70	(14%)
Regalías	(5.57)	(6.49)	(14%)	(5.63)	(6.85)	(18%)
Gasto de producción	(3.27)	(1.62)	102%	(2.79)	(1.17)	138%
Gasto de transporte	(1.94)	-	n/a	(1.28)	-	n/a
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 15.87</b>	<b>\$ 21.99</b>	<b>(28%)</b>	<b>\$ 17.59</b>	<b>\$ 23.68</b>	<b>(26%)</b>
<b>VIM 21</b>						
Ingresos de gas natural	\$ 28.92	-	n/a	\$ 28.92	-	n/a
Regalías	(2.72)	-	n/a	(2.72)	-	n/a
Gasto de producción	(2.46)	-	n/a	(2.46)	-	n/a
Gasto de transporte	(13.08)	-	n/a	(13.08)	-	n/a
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 10.66</b>	<b>\$ -</b>	<b>n/a</b>	<b>\$ 10.66</b>	<b>\$ -</b>	<b>n/a</b>
<b>Total gas natural</b>						
Ingresos de gas natural	\$ 28.06	\$ 30.46	(8%)	\$ 28.50	\$ 31.49	(10%)
Regalías	(3.15)	(4.22)	(25%)	(3.29)	(4.30)	(23%)
Gasto de producción	(3.09)	(1.74)	78%	(2.27)	(1.36)	67%
Gasto de transporte	(1.57)	-	n/a	(0.73)	-	n/a
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 20.24</b>	<b>\$ 24.50</b>	<b>(17%)</b>	<b>\$ 22.21</b>	<b>\$ 25.83</b>	<b>(14%)</b>

#### Petróleo crudo

\$/boe	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
<b>LLA-23</b>						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 51.95	\$ 40.82	27%	\$ 44.99	\$ 32.17	40%
Regalías	(5.69)	(4.29)	33%	(4.95)	(3.53)	40%
Gasto de producción	(25.72)	(16.96)	52%	(18.54)	(13.06)	42%
Gasto de transporte	(0.40)	(4.77)	(92%)	(1.50)	(3.53)	(58%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 20.14</b>	<b>\$ 14.80</b>	<b>36%</b>	<b>\$ 20.00</b>	<b>\$ 12.05</b>	<b>66%</b>
<b>Ecuador</b>						
Ingresos por tarifa <sup>(1)</sup>	38.54	\$ 38.54	-	\$ 38.54	\$ 38.54	-
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>-</b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>\$ 38.54</b>	<b>-</b>

- (1) Medida que no está en las NIIF. Incluye 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 diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Costos brutos	\$ 9,797	\$ 10,466	(6%)	\$ 29,935	\$ 25,491	17%
Menos: montos capitalizados	(796)	(1,639)	(51%)	(3,428)	(3,931)	(13%)
Gastos generales y administrativos	\$ 9,001	\$ 8,827	2%	\$ 26,507	\$ 21,560	23%
\$/boe	\$ 5.63	\$ 5.44	3%	\$ 4.28	\$ 3.72	15%

Los gastos generales y administrativos ("G&A") brutos disminuyeron en un 6% en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, principalmente debido a menores costos de personal en que se ha incurrido. En forma similar al cuarto trimestre de 2016, el trimestre final de 2017 reportó G&A más altos que en los primeros tres trimestres del año principalmente debido a costos de auditoría de fin de año, bonos y otros gastos anuales similares.

Los gastos generales y administrativos ("G&A") brutos aumentaron en un 17% en el año terminado en diciembre 31 de 2017, en comparación con el mismo período en 2016, principalmente debido a costos aumentados en preparación para una producción de gas significativamente incrementada y costos internos de reorganización durante el año.

## Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 4,152	\$ 4,573	(9%)	\$ 21,216	\$ 17,346	22%
Costos de financiación distintos a efectivo	1,404	1,325	6%	9,474	5,323	78%
Gasto financiero neto	\$ 5,556	\$ 5,898	(6%)	\$ 30,690	\$ 22,669	35%

En febrero 14 de 2017, la Compañía celebró un acuerdo de crédito para un préstamo a término preferencial y garantizado por \$265 millones con un sindicato de bancos liderado por Credit Suisse (el "Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017"). El acuerdo del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 también permitió que \$40 millones de fondos "greenshoe" adicionales disponibles fueran retirados en cualquier momento dentro de los doce meses siguientes a la financiación a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones, todos los cuales fueron retirados durante el año terminado en diciembre 31 de 2017.

Los recursos del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 fueron usados para el pago del capital por un monto de \$255 millones incluyendo \$180 millones del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y \$75 millones de Títulos Preferenciales, más intereses causados y costos de la transacción. El valor en libras del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales incluyó \$4.4 millones de costos de transacción compensados contra los montos de capital, los cuales fueron totalmente llevados al gasto en el momento de la liquidación y fueron incluidos en el gasto financiero neto de \$30,7 millones reportado en 2017.

### Contrato de cobertura

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2017, la Compañía celebró un contrato de cobertura bajo los siguientes términos:

Término	Capital	Tipo	Rango de tasa de interés
Ago. de 2017 – jun. de 2019	\$305 millones	Instrumento financiero de cobertura sobre tasa LIBOR	1,4% – 2,5%

Las (ganancias) pérdidas en contratos de cobertura reconocidas en la ganancia (pérdida) neta y la ganancia (pérdida) total se resumen a continuación:

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Contrato de cobertura – no realizado	\$ (186)	\$ (3)	>999%	\$ (35)	\$ -	n/a
Contrato de cobertura – realizado	58	-	n/a	156	-	n/a

### Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gasto de remuneración basada en acciones	\$ 962	\$ 1,002	(4%)	\$ 7,673	\$ 6,458	19%
Gasto de unidades de acciones restringidas	-	62	(100%)	3,913	3,189	23%
Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 962	\$ 1,064	(10%)	\$ 11,586	\$ 9,647	20%

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 se estimó con el uso del modelo Black-Scholes de fijación de precios de opciones.

### Gasto de agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 10,060	\$ 6,193	62%	\$ 35,776	\$ 26,512	35%
\$/boe	\$ 6.29	\$ 3.82	65%	\$ 5.78	\$ 4.57	26%

El gasto de agotamiento y depreciación aumentó en un 62% y un 35% en los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2017, en comparación con los mismos períodos en 2016, principalmente como resultado de una base agotable más alta.

## Activos y pasivos mantenidos para la venta

### Negocio conjunto del CPI de Ecuador

A diciembre 31 de 2017	Valor en libros	Pérdida por deterioro	Monto recuperable
<b>Activos mantenidos para la venta</b>			
Efectivo restringido	\$ 30,719	\$ 8,052	\$ 22,667
Inversión en capital	17,212	11,772	5,440
	<b>\$ 47,931</b>	<b>\$ 19,824</b>	<b>\$ 28,107</b>

La Compañía ha clasificado su participación del 25% en el capital del CPI de Ecuador y los depósitos a término relacionados usados como garantía para respaldar los préstamos del CPI de Ecuador (“efectivo restringido de Ecuador”) como activos mantenidos para la venta a diciembre 31 de 2017, debido a su compromiso de vender su participación en el capital en el CPI de Ecuador, lo cual se cerró después de diciembre 31 de 2017. Los recursos por la venta son en total de \$36,4 millones, consistentes en \$28,1 millones de recursos de efectivo y un retorno de \$8,3 millones de un depósito a término pendiente que ha sido clasificado como efectivo restringido corriente a diciembre 31 de 2017. Una porción de los recursos totales (\$30, 8 millones) ha sido recibida en enero 2018 y los restantes \$6 millones serán recibidos en junio de 2019. Como resultado de haber sido clasificados como activos mantenidos para la venta, los valores en libros de la inversión en el CPI de Ecuador y el efectivo restringido de Ecuador fueron revaluados al menor entre su valor en libros y el valor razonable menos los costos de venta de \$28,1 millones, resultando en una pérdida por deterioro de \$19,8 millones.

### Activos y pasivos de petróleo

	Valor en libros	Pérdida por deterioro	Monto recuperable
<b>Activos mantenidos para la venta</b>			
Activos de petróleo	\$ 146,539	\$ 102,686	\$ 43,853
	Valor en libros	Ganancia por revaluación	Monto recuperable
<b>Pasivos mantenidos para la venta</b>			
Obligaciones de desmantelamiento	\$ 7,694	(4,934)	\$ 2,760
Otras obligaciones a largo plazo	1,094	-	1,094
	<b>\$ 8,788</b>	<b>(4,934)</b>	<b>\$ 3,854</b>

La Compañía ha clasificado algunos activos de petróleo como mantenidos para la venta a diciembre 31 de 2017, dada a su intención de vender los activos, lo cual se espera que culmine en 2018. A diciembre 31 de 2017, los activos y pasivos fueron revaluados al menor entre sus valores en libros y valores razonables menos costo de venta, resultando en una pérdida por deterioro neta de \$97,8 millones.

### Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2017	2016	2017	2016
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 5,888	\$ (6,256)	\$ 25,857	\$ 16,079
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	13,162	(42,347)	6,590	(50,162)
<b>Gasto de impuesto de renta (recuperación)</b>	<b>\$ 19,050</b>	<b>\$ (48,603)</b>	<b>\$ 32,447</b>	<b>\$ (34,083)</b>

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa reglamentaria del 40% del impuesto de renta en Colombia para el año terminado en diciembre 31 de 2017. La tasa reglamentaria del impuesto de renta en Colombia se ha reducido al 37% en enero 1 de 2018 y se reducirá más, al 33%, en enero 1 de 2019. A diciembre 31 de 2017, la Compañía tuvo pérdidas distintas a capital arrastradas de ejercicios anteriores por aproximadamente \$134,1 millones disponibles para reducir el ingreso gravable de años futuros.

### Efectivo y fondos provenientes de las operaciones y ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2017	2016	Cambio	2017	2016	Cambio
Flujo de caja provisto por actividades operativas	\$ 25,001	\$ 30,289	(17%)	\$ 65,346	\$ 73,577	(11%)
Por acción – básico (\$)	\$ 0.14	\$ 0.17	(18%)	\$ 0.37	\$ 0.44	(16%)
Por acción – diluido (\$)	\$ 0.14	\$ 0.17	(18%)	\$ 0.37	\$ 0.44	(16%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	\$ 20,857	\$ 41,979	(50%)	\$ 84,804	\$ 113,019	(25%)
Por acción – básicos (\$)	\$ 0.12	\$ 0.24	(50%)	\$ 0.48	\$ 0.68	(29%)
Por acción – diluidos (\$)	\$ 0.12	\$ 0.24	(50%)	\$ 0.48	\$ 0.67	(28%)
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ (150,343)	\$ 20,331	n/a	\$ (148,029)	\$ 23,638	n/a
Por acción – básica (\$)	\$ (0.85)	\$ 0.12	n/a	\$ (0.85)	\$ 0.14	n/a
Por acción – diluida (\$)	\$ (0.85)	\$ 0.12	n/a	\$ (0.85)	\$ 0.14	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 diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2017	2016	2017	2016
Perforación y completamientos	\$ 15,052	\$ 16,553	\$ 40,113	\$ 35,864
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	27,445	37,397	36,949	48,900
Costos de la Línea de Flujo de Sabanas	(14,083)	-	10,524	-
Tierra, sísmica, comunidades y otros	3,592	10,719	25,744	24,053
Costos y ajustes distintos a efectivo <sup>(2)</sup>	9,646	(6,003)	7,872	(12,320)
Adquisición de propiedades	-	-	-	11,483
Disposiciones y cesiones	-	(28)	-	(50)
Gastos de capital netos	41,652	58,638	121,202	107,930
Ecuador	2,721	1,053	4,205	2,294
Gastos de capital netos ajustados <sup>(1)</sup>	\$ 44,373	\$ 59,691	\$ 125,407	\$ 110,224
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 14,338	\$ 12,062	\$ 51,919	\$ 36,510
Gastos en propiedades, planta y equipo	27,314	46,604	69,283	59,987
Adquisición de propiedad	-	-	-	11,483
Disposiciones y cesiones	-	(28)	-	(50)
Gastos de capital netos	\$ 41,652	\$ 58,638	\$ 121,202	\$ 107,930

(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 en que se incurrió en 2017 incluyen costos capitalizados relacionados con pasivos por desmantelamiento y una obligación de arrendamiento financiero relacionada con la primera estación de compresión que conecta con la Línea de Flujo de Sabanas.

Los gastos de capital en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017 se relacionaron principalmente con:

- Costos de perforación en Esperanza (Cañandonga-1).
- Costos de perforación en VIM-5 (Pandereta-1 y Pandereta-2).
- Costos de instalaciones en Esperanza y VIM-5.
- Compra de planta de gas natural licuado.
- Costos netos de fondos recibidos de inversión privada de la Línea de Flujo de Sabanas.
- Costos de instalaciones relacionados con el CPI de Ecuador (contabilizados por el método contable de participación); y
- otros costos capitalizados (G&A capitalizados de \$0,8 millones).

La Compañía celebró el acuerdo de la Línea de Flujo de Sabanas durante el año terminado en diciembre 31 de 2017. Conforme al acuerdo, la financiación del proyecto consiste en una inversión de \$30,5 millones de un grupo de inversionistas privados (“inversión privada”) y un aporte de \$10,5 millones de la Compañía, cada cual con su participación en la Línea de Flujo de Sabanas en compañías separadas, resultando en una operación conjunta. Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017, la Compañía recibió \$22,9 millones de los \$30,5 millones de la inversión privada, resultando en una recuperación de gasto de capital neto de \$14,1 millones. A diciembre 31 de 2017, la Compañía tiene una cuenta por cobrar de \$7,6 millones por la inversión privada restante, la cual fue recaudada en su totalidad después de diciembre 31 de 2017.

## LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

### 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 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 con bancos, los arrendamientos financieros 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, y las obligaciones de arrendamiento financiero, 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.

A diciembre 31 de 2017, la Compañía tenía \$39 millones de efectivo no restringido. A marzo 23 de 2018, habiendo recaudado todos los fondos de la Línea de Flujo de Sabanas de parte de los inversionistas privados, según lo descrito anteriormente, y el producto de la venta de Ecuador, la Compañía tiene aproximadamente \$70 millones de efectivo no restringido.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2017, la Compañía vendió 11,9 millones de la inversión de 16,2 millones en acciones de InterOil Exploration and Production ASA (“InterOil”) obteniendo recursos por \$5,1 millones. Después de diciembre 31 de 2017, la Compañía vendió sus acciones restantes de InterOil obteniendo recursos por \$1,9 millones, resultando en una ganancia en efectivo realizada total de \$3,8 millones sobre la inversión original de \$3,2 millones de la Compañía.

Los fondos del Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 se usaron para retirar el préstamo bancario existente de la Compañía de \$255 millones. El Préstamo a Término Preferencial y Garantizado también tiene los siguientes beneficios: a) una tasa de interés promedio más baja, y b) prórroga del primer pago de amortización del nuevo préstamo a término hasta 2019.

	Diciembre 31 de 2017
Deuda con bancos – capital	\$ 305,000
Obligaciones de arrendamiento financiero	35,858
Superávit de capital de trabajo	(110,401)
<b>Deuda neta</b>	<b>\$ 230,457</b>

En febrero 14 de 2017, la Compañía celebró un acuerdo de crédito para un préstamo a término, preferencial y garantizado de \$265 millones con un sindicato de bancos liderado por Credit Suisse (el “Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017”). El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017 vencerá en marzo 20 de 2022, con interés pagadero trimestralmente y capital pagadero en trece cuotas trimestrales iguales a partir de marzo 20 de 2019, después de más de dos años de período de gracia inicial. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017 causa un interés de LIBOR más 5,5% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía. Los recursos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017 se usaron para el pago de capital en el monto de \$255 millones incluyendo \$180 millones del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP y \$75 millones de los Títulos Preferenciales, más interés causado y costos de la transacción. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de BNP y los Títulos Preferenciales incluyó \$4,4 millones de costos de transacción compensados contra los montos de capital, los cuales fueron totalmente llevados al gasto al momento de la liquidación. El valor en libros del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017 incluyó \$10,4 millones de costos de transacción compensados contra los montos de capital a diciembre 31 de 2017. El acuerdo del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017 también permitió que \$40 millones de fondos “*greenshoe*” adicionales disponibles fueran retirados en cualquier momento dentro de los doce meses siguientes a la financiación a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones, todos los cuales fueron retirados durante el año terminado en diciembre 31 de 2017.

El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017 incluye varios pactos no financieros y financieros, incluyendo una razón máxima de apalancamiento consolidado (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3.00:1.00, una razón mínima de cobertura de interés consolidada (“Razón de Cobertura de Interés Consolidada”) de 3.50:1.00, 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, una razón mínima de VP10 de 1.30:1.00 y una razón mínima de cobertura de servicio de deuda de 1.50:1.00.

La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula trimestralmente como la deuda total consolidada (“Deuda Total Consolidada”) dividida por el EBITDAX consolidado (“EBITDAX Consolidado”). La Deuda Total Consolidada incluye el monto de capital de todo endeudamiento, el cual actualmente incluye deuda con bancos y obligación de arrendamiento financiero; adicionalmente, el efectivo restringido mantenido en la cuenta de reserva de servicio de la deuda relacionada con el Préstamo a Término Preferencial y Garantizado de 2017 es deducible contra la Deuda Total Consolidada. El EBITDAX Consolidado se calcula sobre el período de los últimos 12 meses y se define como la ganancia (pérdida) neta consolidada ajustada por intereses, impuestos de renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración, ganancia (pérdida) en acciones y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. El EBITDAX Consolidado además se ajusta por la porción de ingresos de la Compañía provenientes del CPI de Ecuador, en la medida en que se recauden en efectivo, pues la inversión se contabiliza usando el método de participación en los estados financieros de la Compañía e impacta los fondos consolidados provenientes de las operaciones.

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”). 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 y excluye los cargos de intereses distintos a 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 así como los activos corrientes distintos a efectivo y los pasivos corrientes distintos a efectivo.

La razón de VP10 se calcula semestralmente como el valor presente de los ingresos netos futuros después de impuestos de las reservas probadas de la Compañía descontado al 10% calculado con base en los informes de reservas de la Compañía dividido por el saldo de capital pendiente del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado de 2017.

La razón de cobertura de servicio de deuda se calcula trimestralmente como la razón de: a) el monto total de efectivo recibido en las cuentas de recaudo de la Compañía durante el trimestre, a b) el próximo monto de servicio de deuda.

La Deuda Total Consolidada y el EBITDAX Consolidado se calculan como se indica a continuación:

Deuda Total Consolidada	Diciembre 31 de 2017
Deuda con bancos – capital	\$ 305,000
Obligaciones de arrendamiento financiero	35,858
Financiación de compra de planta de gas natural licuado	9,500
Saldo de la cuenta de reserva de servicio de deuda	(15,320)
<b>Deuda Total Consolidada</b>	<b>\$ 335,038</b>

EBITDAX Consolidado	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Período total
Ganancia (pérdida) neta consolidada	(7,942)	11,770	(1,514)	(150,343)	(148,029)
(+) gasto de intereses	6,405	6,221	6,743	4,948	24,317
(+/-) impuestos de renta (recuperación)	3,777	11,279	(1,659)	19,050	32,447
(+) impuestos a la riqueza	450	24	(16)	—	458
(+) agotamiento y depreciación	9,797	5,539	10,380	10,060	35,776
(+) gastos previos a la licencia y de exploración	23	23	1,069	26,017	27,132
(+/-) utilidad (pérdida) en acciones	(286)	(493)	(268)	(1,475)	(2,522)
(+/-) otros gastos distintos a efectivo (ingresos)	16,628	(11,016)	12,869	117,407	135,888
(+) aporte del CPI de Ecuador	5,392	5,724	5,308	4,193	20,617
<b>EBITDAX Consolidado</b>	<b>34,244</b>	<b>29,071</b>	<b>32,912</b>	<b>29,857</b>	<b>126,084</b>
(+/-) Ajuste por cobrar del CPI de Ecuador	(5,392)	13,751	(5,308)	1,057	4,108
<b>Pacto de EBITDAX</b>	<b>28,852</b>	<b>42,822</b>	<b>27,604</b>	<b>30,914</b>	<b>130,192</b>

Razón de Apalancamiento Consolidado	Diciembre 31 de 2017
Deuda Total Consolidada	\$ 335,038
EBITDAX Consolidado	130,192
<b>Razón de Apalancamiento Consolidado</b>	<b>2.57</b>

La Razón de Cobertura de Interés Consolidada se calcula como se indica a continuación:

Razón de Cobertura de Interés Consolidada	Diciembre 31 de 2017	
Gasto de interés consolidado	\$	24,317
EBITDAX consolidado	\$	130,192
Razón de Cobertura de Interés Consolidada		5.35

La Compañía estaba en cumplimiento de estos pactos a diciembre 31 de 2017.

#### Cartas de crédito

A diciembre 31 de 2017, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$81,3 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$21,1 millones se refieren a activos mantenidos para la venta.

A marzo 23 de 2018, la Compañía tenía en circulación 176,8 millones de acciones ordinarias, 16,3 millones de opciones de compra de acciones y 0,6 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 diciembre 31 de 2017:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital	\$ —	\$ 187,692	\$ 117,308	\$ 305,000
Obligaciones de arrendamiento financiero – no descontadas <sup>(1)</sup>	9,391	18,966	19,849	48,206
Cuentas por pagar, comerciales y otras	59,739	—	—	59,739
Petróleo crudo pagadero en especie	748	—	—	748
Impuestos por pagar	8,663	—	—	8,663
Ingreso diferido	4,805	—	—	4,805
Otras obligaciones a largo plazo	—	—	1,903	1,903
Unidades de acciones restringidas	1,971	32	—	2,003
Contratos de exploración y producción	21,511	49,805	22,016	93,332
Contrato de operación de la instalación de Jobo	2,879	5,757	2,638	11,274
Contratos de arrendamiento de estación de compresión <sup>(2)</sup>	4,034	7,830	37,799	49,663
Arrendamientos de oficinas	1,447	1,403	1,157	4,007

(1) Las obligaciones de arrendamiento financiero comprenden la instalación de procesamiento de gas natural de Jobo (\$30,6 millones) y la primera estación de compresión de Sabanas (\$17,6 millones).

(2) El contrato de arrendamiento de la estación de compresión comprende el contrato de operación para la primera estación de compresión de Sabanas y el contrato de arrendamiento total (componentes de operación y capital) de la segunda estación de compresión de Sabanas. La segunda estación de compresión de Sabanas inició operación en febrero de 2018 y la porción de capital del contrato de arrendamiento se registrará como un arrendamiento financiero.

### 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. En total, la Compañía tiene compromisos de exploración pendientes a diciembre 31 de 2017 por \$93,3 millones y ha emitido \$37,3 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. La Compañía tiene la intención de vender algunos activos de E&E y D&P de petróleo a diciembre 31 de 2017 y, como resultado de ello, \$25,6 millones del total de \$93,3 millones de los compromisos de exploración y \$21,1 millones de los \$37,3 millones de garantías financieras en relación con tales activos ya no serán tenidos por la Compañía.

### Contratos de ductos en firme

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 ha celebrado con OBC y Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A. acuerdos en firme para 550 barriles de petróleo por día a una tarifa regulada variable. Las tarifas a diciembre 31 de 2017 son \$7,56/barril y \$2,97/barril, respectivamente. Los contratos en firme expirarán en noviembre de 2025 y de 2028, respectivamente.

### PERSPECTIVA

Los objetivos de la administración para 2018 son: 1) vender un promedio de 114 a 129 MMscfpd de gas y 1.700 bopd; 2) realizar las inversiones necesarias en perforación, instalaciones y líneas de flujo para garantizar que la capacidad productiva de la Compañía sea de más de 230 MMscfpd en diciembre 1 de 2018; 3) ejecutar un programa de perforación de exploración y evaluación de cuatro pozos para aumentar las reservas; y 4) desinvertir nuestros activos de petróleo convencionales no principales para enfocarnos en la exploración y comercialización de nuestras reservas significativas de gas y nuestra base de reservas.

Los aspectos destacados del programa de gasto de capital orientado a asegurar que la Compañía logre 230 MMscfpd de capacidad de producción de gas en diciembre 31 de 2018 incluyen: 1) la perforación de cuatro pozos de exploración y evaluación y tres pozos de desarrollo; 2) la expansión de las instalaciones de recolección y procesamiento de gas de la Compañía en Jobo; y 3) varios reacondicionamientos de sus pozos de gas existentes. La Compañía también espera adquirir nuevos datos de sísmica de 3D sobre su contrato VIM-5 para continuar aumentando su portafolio de perforación de exploración de gas. Aproximadamente el 97% del presupuesto de \$80 millones para 2018 está dedicado a gastos en los activos de gas de la Compañía, y el resto en sus activos de petróleo. El programa de capital será totalmente financiado con efectivo y flujos de caja existentes. Uno de los pozos de evaluación planeados, Pandereta-3, comenzó a ser perforado en enero 12 de 2018. El pozo de evaluación Pandereta-3 encontró 103 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas dentro del depósito de arenisca de CDO y en la prueba de flujo arrojó una tasa de flujo abierto absoluto de 168 MMscfpd desde la parte superior de CDO en febrero de 2018, confirmando un nuevo y significativo descubrimiento de gas en el bloque VIM-5. A marzo 23 de 2018, habiendo recaudado todos los fondos de la Línea de Flujo Sabanas de parte de los inversionistas privados y el producto de la venta de Ecuador, la Compañía tiene aproximadamente \$70 millones de efectivo no restringido.

Según lo previamente anunciado, se espera que las ventas contractuales realizadas proyectadas de gas y petróleo, lo cual incluye tiempo de pausa contractual para 2018, promedien entre 21.700 y 24.300 boepd, lo cual incluye 114 y 129 MMscfpd de gas, respectivamente, y aproximadamente 1.700 bopd de producción anualizada de petróleo. Tras una venta exitosa de los activos de petróleo colombianos, esta proyección de producción anualizada de petróleo podría ser revisada de acuerdo con ello. El rango base para la producción

de gas asume que la expansión de Promigás S.A., la cual añadirá 100 MMscfpd de capacidad de transporte entre las instalaciones de procesamiento de gas de la Compañía situadas en Jobo y los mercados de Cartagena y Barranquilla, está demorada y no se materializa a diciembre 1 de 2018. El rango más alto para la producción de gas asume que la expansión de Promigás S.A. culmina en diciembre 1 de 2018, según lo actualmente planeado, y que la Compañía vende gas natural adicional en el mercado interrumpible a lo largo de 2018. Con base en el portafolio actual de contratos de gas de 2018 de la Compañía, el precio de venta promedio, neto de costos de transporte cuando fuere aplicable, es de aproximadamente \$4,75/Mcf.

La Compañía ha contratado una sola torre de perforación que pretende usar para ejecutar su programa de perforación de exploración y desarrollo en lo que resta de 2018. En el primer trimestre de 2018, la Compañía exitosamente completó los pozos de evaluación Pandereta-2 y Pandereta-3 y realizó pruebas de los mismos, los cuales han confirmado un nuevo y significativo descubrimiento de gas en su contrato VIM-5. Los demás pozos de exploración de gas planeados para 2018 incluyen el pozo de exploración Brevia-1 en el contrato VIM-21, y los pozos de exploración Borojó-1 y Cañahuate-Este en el contrato Esperanza. Los demás pozos de desarrollo son el pozo Chirimía-1, situado en el contrato VIM-5, cuya perforación fue iniciada a principios de marzo de 2018, y otro pozo de desarrollo de relleno, aún por determinar, por iniciar perforación a mediados del año 2018. La Compañía espera que sus programas de perforación de exploración y desarrollo se completen en el tercer trimestre de 2018. El objetivo del programa de perforación de 2018 es aumentar el potencial productivo de su portafolio de pozos existentes y nuevos más allá de los 230 MMscfpd requeridos en diciembre 1 de 2018.

La Compañía espera adjudicar pronto un contrato para la construcción e instalación de un nuevo módulo de procesamiento de gas en su instalación de gas de Jobo para procesar 100 MMscfpd adicionales de gas, lo cual elevará la capacidad de tratamiento de gas de la instalación de Jobo a 300 MMscfpd en diciembre de 2018. La Compañía comprará y operará el nuevo módulo de procesamiento de gas.

## RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2017				2016			
	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1
<b>Financieros</b>								
Ingresos totales de petróleo y gas natural, netos de regalías	42,092	37,950	37,283	41,583	41,967	44,392	38,926	22,700
Ingresos ajustados de petróleo y gas natural, netos de regalías <sup>(1)</sup>	46,285	43,258	43,007	46,975	47,943	50,851	45,390	29,000
Flujo de caja provisto por actividades operativas	25,001	11,783	11,130	17,539	30,289	22,275	13,764	7,249
Por acción – básico (\$)	0.14	0.07	0.06	0.10	0.17	0.13	0.09	0.05
Por acción – diluido (\$)	0.14	0.07	0.06	0.10	0.17	0.13	0.09	0.05
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	20,857	18,871	24,236	20,947	41,979	30,719	26,870	13,451
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.12	0.11	0.14	0.12	0.24	0.18	0.17	0.08
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.12	0.11	0.14	0.12	0.24	0.18	0.16	0.08
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	(150,343)	(1,514)	11,770	(7,942)	20,331	(8,399)	11,245	461
Por acción – básica (\$)	(0.85)	(0.01)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	0.00
Por acción – diluida (\$)	(0.85)	(0.01)	0.07	(0.05)	0.12	(0.05)	0.07	0.00
Gastos de capital, netos	41,652	24,978	30,572	24,000	58,638	28,698	5,046	15,548
Gastos de capital ajustados, netos <sup>(1)</sup>	44,373	25,568	30,648	24,818	59,691	29,208	5,376	15,949
<b>Operaciones (boepd)</b>								
<b>Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías</b>								
Petróleo <sup>(2)</sup>	3,008	3,263	3,487	3,505	3,616	3,892	4,018	4,526
Gas natural	14,569	13,324	13,675	13,487	14,112	14,740	12,405	6,407
Total <sup>(2)</sup>	17,577	16,587	17,162	16,992	17,728	18,632	16,423	10,933
<b>Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías</b>								
Petróleo <sup>(2)</sup>	3,003	3,268	3,500	3,517	3,657	3,801	4,045	4,578
Gas natural	14,379	13,239	13,563	13,409	13,986	14,621	12,331	6,329
Total <sup>(2)</sup>	17,382	16,507	17,063	16,926	17,643	18,422	16,376	10,907
<b>Ventas contractuales realizadas, antes de regalías</b>								
Gas natural	14,950	13,338	13,695	14,526	14,653	15,107	12,972	6,642
Petróleo de Colombia	1,820	1,895	1,933	2,014	2,026	2,090	2,294	2,856
Petróleo a tarifa de Ecuador <sup>(2)</sup>	1,183	1,373	1,567	1,503	1,631	1,711	1,751	1,722
Total <sup>(2)</sup>	17,953	16,606	17,195	18,043	18,310	18,908	17,017	11,220

(1) Medición no contemplada en 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

La Compañía está sujeta a varios factores de riesgo, entre los cuales están la volatilidad de los precios del petróleo y el gas natural; el riesgo de cambio y el riesgo monetario; los riesgos generales relacionados con operaciones extranjeras tales como las incertidumbres políticas, económicas, de regulación y otras en cuanto se refieran a políticas de inversión extranjera y políticas energéticas; el ejercicio, en cualquier momento, de una influencia importante de los gobiernos en la economía para controlar la inflación; el desarrollo de regulaciones ambientales en jurisdicciones extranjeras; el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo y gas natural; la concentración de recibos de ventas de petróleo en unos pocos clientes grandes; y los gastos sustanciales de capital para la adquisición, la exploración, el desarrollo y la producción de reservas de petróleo y gas natural en el largo plazo, para los cuales se requieran financiaciones adicionales con el fin de implementar el plan de negocio de la Compañía. Aunque la volatilidad periódica de los mercados financieros y de capitales puede limitar severamente el acceso a capital, la Compañía en el pasado ha tenido la capacidad de atraer capital exitosamente.

La Compañía está expuesta al riesgo monetario y de cambio como resultado de las fluctuaciones de las tasas de cambio mediante sus depósitos e inversiones en efectivo denominadas en pesos colombianos y dólares canadienses.

Se espera que una buena parte los ingresos y los fondos provenientes de actividades de financiación de la Compañía se reciban con referencia a precios denominados en dólares de Estados Unidos ("dólares de EE.UU."), en tanto que una porción de sus costos operativos, de capital y generales y administrativos está denominada en pesos colombianos y dólares canadienses. La Compañía no ha adquirido ningún derivado de monedas con el fin de reducir su exposición a las fluctuaciones que pueda presentar el dólar de EE.UU.

La Compañía está expuesta al riesgo de tasa de interés en ciertos instrumentos de deuda con tasa de interés variable, en la medida en que sean emitidos. El resto de los activos y pasivos financieros de la Compañía no está expuesto al riesgo de tasa de interés. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2017, la Compañía celebró un contrato de cobertura bajo los siguientes términos:

Término	Capital	Tipo	Rango de tasa de interés
Ago. 2017 – jun. 2019	\$305 millones	Instrumento financiero de cobertura sobre tasa LIBOR	1.4% - 2.5%

Las fluctuaciones de los precios de la energía no solamente impactarán los ingresos de la Compañía sino que también pueden impactar la habilidad de la Compañía de conseguir capital. Los precios de los productos básicos para petróleo crudo se ven impactados por eventos económicos mundiales que dictan los niveles de oferta y demanda. De tiempo en tiempo la Compañía puede intentar mitigar el riesgo de precios de productos básicos mediante el uso de derivados financieros. La política de la Compañía es celebrar solamente contratos de productos básicos que se estimen apropiados hasta un máximo del 50% de los volúmenes de producción proyectados. A diciembre 31 de 2017 y durante el año terminado en esa fecha la Compañía no tuvo contratos de productos básicos.

La política de la Compañía es celebrar acuerdos con clientes que sean entidades bien establecidas y bien financiadas en la industria del petróleo y el gas, de modo que el nivel de riesgo relacionado con el hecho de que uno o más de sus clientes enfrenten dificultades financieras se mitigue a la vez que se equilibren los factores de dependencia económica con la maximización de las ganancias. A la fecha, la Compañía no ha experimentado ninguna pérdida de crédito significativa en el recaudo de cuentas comerciales por cobrar.

La Compañía intenta mitigar su exposición a riesgos operacionales y del negocio con el mantenimiento de una cobertura global de seguro sobre sus activos y operaciones, el empleo o la contratación de técnicos y profesionales competentes, la institución y el mantenimiento de estándares y procedimientos operacionales de salud, seguridad y medio ambiente, y el mantenimiento de un enfoque prudente en relación con las actividades de exploración y desarrollo. La Compañía también se dirige y regularmente reporta a sus

accionistas en relación con el impacto de los riesgos, y ajusta los valores en libros de activos que puedan no ser recuperables.

Una presentación más completa de los riesgos y las incertidumbres está contenida en el Formulario de Información Anual de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2017, según fue radicado en SEDAR, el cual se incorpora al presente documento por referencia.

## **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 actualmente está revisando una serie de NIIF nuevas y revisadas que han sido emitidas pero que aún no están en efecto. En los estados financieros a diciembre 31 de 2017 y para el año terminado en esa fecha se presentan análisis detallados de las nuevas políticas contables que pueden afectar a la Compañía.

## **POLÍTICAS NORMATIVAS**

### **Controles y procedimientos de revelación**

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que toda la información importante es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con la revelación pública, y que la información que deba ser revelada por el emisor conforme a la legislación de valores es registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación de valores. El Director Ejecutivo (“CEO”) y el Director Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la administración, han diseñado los C&PR, o han hecho que los mismos se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los C&PR de la Compañía a diciembre 31 de 2017. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los C&PR de la Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2017.

### **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. El CEO y el CFO de la Compañía, con el apoyo de la administración, han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los CIIF de la Compañía a diciembre 31 de 2017, con base en los criterios descritos en “Control Interno - Marco Integrado” emitido en 2013 por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los CIIF de la Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2017.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2017, no ha habido cambios 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.