

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2020**



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 marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	70,994	49,404	44%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	45,281	29,907	51%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.25	0.17	47%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.25	0.17	47%
Ingreso (pérdida) neto y otro ingreso (pérdida) total ⁽²⁾	(25,988)	6,274	n/a
Por acción – básicos (\$)	(0.14)	0.03	n/a
Por acción – diluidos (\$)	(0.14)	0.03	n/a
Flujo de caja aportado por actividades operativas	38,018	25,255	51%
Por acción – básico (\$)	0.21	0.14	50%
Por acción – diluido (\$)	0.21	0.14	50%
EBITDAX ⁽¹⁾	58,870	39,822	48%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico (\$)	180,931	177,547	2%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido (\$)	181,811	179,637	1%
Gastos de capital, netos de disposiciones	19,892	34,725	(43%)
	Marzo 31 de 2020	Diciembre 31 de 2019	Cambio
Efectivo y equivalentes a efectivo	49,156	41,239	19%
Efectivo restringido	3,697	4,524	(18%)
Superávit de capital de trabajo	54,501	50,676	8%
Deuda total	388,483	392,946	(1%)
Activos totales	745,799	754,062	(1%)
Acciones ordinarias, final del período (000)	180,855	180,075	—
Operativos	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (Mcfpd)	201,398	123,291	63%
Petróleo de Colombia (bopd)	315	433	(27%)
Total (boepd)	35,648	22,063	62%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (Mcfpd)	201,524	122,025	65%
Petróleo de Colombia (bopd)	298	440	(32%)
Total (boepd)	35,653	21,848	63%
Ganancia operacional neta ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.60	4.03	(11%)
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	20.13	23.64	(15%)
Corporativo (\$/boe)	20.49	23.00	(11%)

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

(2) La pérdida neta realizada durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020 es exclusivamente debida al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$41,1 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del peso colombiano (“COP”) en el valor de las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

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 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 mayo 12 de 2020 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 meses terminados en marzo 31 de 2020 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2019, 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 están expresados en dólares de Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas están 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 Formulario 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 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 gas natural y petróleo 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. 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 en 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, este 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 de gas natural, GNL y petróleo; 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 con las operaciones de gas natural y petróleo, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía y están sujetos a un mayor grado de incertidumbre durante este período volátil debido al COVID-19. 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 – 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, que son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento y los cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo. El EBITDAX es calculado en forma continua para los últimos 12 meses y se define como ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total ajustado para intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración 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, para el pago de dividendos y para el pago de su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa a, ni como más significativas que, el efectivo aportado por actividades operativas o el ingreso (pérdida) neto y el ingreso (pérdida) total según lo determinado conforme a las NIIF 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 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 concilia el efectivo de la Compañía aportado por actividades operativas con los fondos ajustados provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en marzo 31	
	2020	2019
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 38,018	\$ 25,255
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	7,263	1,911
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	2,741
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 45,281	\$ 29,907

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

	2019			2020	
	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Período Total
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total ⁽¹⁾	\$ 1,878	\$ 663	\$ 25,432	\$ (25,988)	\$ 1,985
(+) Gasto de interés	7,631	7,620	7,800	7,631	30,682
(+) Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta	10,875	20,973	(6,330)	50,880	76,398
(+) Agotamiento y depreciación	11,737	13,015	16,842	17,954	59,548
(+) Gastos de exploración	2,211	223	368	159	2,961
(+/-) Ganancia (pérdida) en diferencia en cambio no realizada	(70)	1,666	(2,094)	3,030	2,532
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	3,339	2,584	1,126	5,204	12,253
EBITDAX	\$ 37,601	\$ 46,744	\$ 43,144	\$ 58,870	\$ 186,359

(1) La pérdida neta realizada durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020 se debe exclusivamente al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$41,1 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del peso colombiano (“COP”) en el valor de las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

En adición a lo anterior, la administración usa medidas de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluyendo la porción corriente de obligaciones de largo plazo, 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 el ingreso neto de gasto de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculada por unidades de volúmenes de ventas. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad 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. Los volúmenes de gas natural y GNL por día se expresan en millones de pies cúbicos estándares por día (“MMscfpd”) en este MD&A.

Aspectos financieros y operacionales destacados para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020

- Las ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) aumentaron un 65% a 201,5 MMscfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con 122 MMscfpd para el mismo período en 2019. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL aumentaron un 63% a 201,4 MMscfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con 123,3 MMscfpd para el mismo período en 2019. El aumento se debe principalmente a la

terminación de la expansión del gasoducto de 100 MMscfpd a finales del tercer trimestre de 2019; además, la planta de GNL comenzó a operar durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020.

- El ingreso total de gas natural y GNL, neto de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, aumentó un 48% a \$69,9 millones, en comparación con \$47,4 millones para el mismo período en 2019, lo cual es principalmente atribuible al incremento en la producción de gas natural.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 51% a \$45,3 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con \$29,9 millones para el mismo período en 2019. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron un 47% de \$0,17 por acción básica a \$0,25 por acción básica.
- El EBITDAX aumentó un 48% a \$58,9 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con \$39,8 millones para el mismo período en 2019.
- La Compañía realizó una pérdida neta de \$26 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con un ingreso neto de \$6,3 millones para el mismo período en 2019. La pérdida neta se debe exclusivamente al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$41,1 millones, el cual se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del peso colombiano (“COP”) en el valor de las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos según se explica en la sección de “Impuesto sobre la renta” de este MD&A. La Compañía también realizó una pérdida en diferencia en cambio de \$4,3 millones durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020 como resultado de la devaluación del 24% del COP durante el período.
- La ganancia operacional neta de gas natural y GNL de la Compañía disminuyó un 11% a \$3,60 por Mcf en los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con \$4,03 por Mcf para el mismo período en 2019. La disminución se debe principalmente a: i) precios más bajos de venta de gas en el mercado al contado, netos de costos de transporte, y ii) un aumento en las regalías por unidad de \$0,08 por Mcf debido a mayores volúmenes de gas natural producidos en el bloque VIM-5 de la Compañía, el cual está sujeto a una tasa de regalía más alta. La disminución se compensa con una reducción del 27% en los gastos operacionales por Mcf a \$0,22 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con \$0,30 por Mcf para el mismo período en 2019.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020 fueron de \$19,9 millones. Los gastos de capital netos incluyeron ajustes distintos a efectivo relacionados con obligaciones de desmantelamiento de \$1,3 millones y activos de derecho de uso arrendados reconocidos de \$1,3 millones.
- A marzo 31 de 2020, la Compañía tenía \$49,2 millones en efectivo y equivalentes a efectivo, \$3,7 millones en efectivo restringido y \$54,5 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Níspero y Cañahuat en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Pandereta, Oboe y Acordeón 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 su propiedad Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”).

En marzo de 2020, el brote de COVID-19 fue declarado una pandemia por la Organización Mundial de la Salud. Los gobiernos en todo el mundo, incluidos los de Colombia y Canadá, han promulgado medidas de emergencia para combatir la propagación del virus. Estas medidas, que incluyen la implementación de prohibiciones de viaje, períodos autoimpuestos de cuarentena y distanciamiento social, han producido una

interrupción sustancial de los negocios a nivel global, la cual se traduce en una recesión económica. La situación es dinámica y la duración y la magnitud definitivas del impacto en la economía no se conocen en este momento. El efecto en la Compañía se explica a lo largo de este MD&A.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, inició la perforación del pozo de desarrollo Nelson-14, situado en el contrato Esperanza con participación en la explotación operada del 100%, y se alcanzó una profundidad total de 10.150 pies de profundidad medida. El pozo encontró 309 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas con una porosidad promedio del 24% dentro del depósito productivo de arenisca de Ciénaga de Oro (“CDO”). El pozo ha sido conectado al múltiple de producción de Nelson y está en producción permanente.

El pozo de desarrollo Clarinete-5, situado en el contrato VIM-5 con participación en la explotación operada del 100%, fue perforado durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020. El pozo de desarrollo Clarinete-5 apuntaba al depósito productivo de arenisca de CDO. El completamiento de este pozo fue interrumpido debido al cierre por COVID-19; sin embargo, se espera reanudarlos a mediados de mayo de 2020, cuando se levante el cierre por COVID-19 en Colombia.

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

Promedio diario de volúmenes de producción y ventas contractuales realizadas

Los volúmenes de producción y ventas contractuales realizadas en este MD&A se reportan antes de regalías.

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL (Mcfpd)			
Producción de gas natural y GNL	201,398	123,291	63%
Consumo de campo	(222)	(1,830)	(88%)
Ventas de gas natural y GNL	201,176	121,461	66%
Volúmenes en firme	348	564	(38%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	201,524	122,025	65%
Petróleo de Colombia (bopd)			
Producción de petróleo crudo	315	433	(27%)
Movimientos de inventario y otros	(17)	7	n/a
Ventas de petróleo de Colombia	298	440	(32%)
Corporativo			
Producción de gas natural y GNL (boepd)	35,333	21,630	63%
Producción de petróleo de Colombia (bopd)	315	433	(27%)
Producción total (boepd)	35,648	22,063	62%
Consumo de campo e inventario (boepd)	(56)	(314)	(82%)
Ventas corporativas totales (boepd)	35,592	21,749	64%
Volúmenes en firme (boepd)	61	99	(38%)
Ventas contractuales realizadas totales (boepd)	35,653	21,848	63%

El aumento del 63% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, se debe principalmente a la terminación de la expansión del gasoducto de 100 MMscfpd a finales del tercer trimestre de 2019.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020 promediaron aproximadamente 201,5 MMscfpd. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas

natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido de contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y con expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas.

Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 94,395	\$ 55,718	69%
Gastos de transporte	(11,300)	(1,401)	707%
Ingresos, netos de gastos de transporte	83,095	54,317	53%
Regalías	(13,172)	(6,951)	89%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 69,923	\$ 47,366	48%
Petróleo de Colombia			
Ingresos de petróleo crudo	\$ 994	\$ 2,028	(51%)
Gastos de transporte	7	(121)	n/a
Ingresos, netos de gastos de transporte	1,001	1,907	(48%)
Regalías	(75)	(158)	(53%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 926	\$ 1,749	(47%)
Corporativo			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 94,395	\$ 55,718	69%
Ingresos de petróleo crudo	994	2,028	(51%)
Ingresos totales	95,389	57,746	65%
Regalías	(13,247)	(7,109)	86%
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	82,142	50,637	62%
Ingreso de gas natural y GNL en firme (2)	145	289	(50%)
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías, según lo reportado	82,287	50,926	62%
Gastos de transporte	(11,293)	(1,522)	642%
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 70,994	\$ 49,404	44%

Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL

La Compañía tiene tres tipos de ventas realizadas de gas natural:

- 1) *Ventas de gas natural y GNL* - Representan la producción de gas natural y GNL menos un monto de volumen normalmente pequeño que es consumido a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme* - Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por parte de compradores de la Compañía las cuales no se entregan, 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 y GNL no entregadas para las cuales los compradores tienen 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 las ventas de gas y el ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Compañía reconoce los ingresos asociados con tales derechos de compensación (“liquidaciones”) en la fecha más pronta entre: a) la entrega del volumen de compensación; b) la expiración del derecho de compensación; y c) la determinación de que es remota la probabilidad de uso del derecho de compensación por el comprador.

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, la Compañía realizó \$0,1 millones de ingreso en firme (según lo descrito en el punto (2) precedente), lo cual es equivalente a 0,3 MMscfpd de ventas de gas natural y GNL, sin entrega real del gas natural o GNL y con expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas.

A marzo 31 de 2020, la Compañía ha recibido sumas por gas natural y petróleo crudo por entregar en una fecha posterior (según lo descrito en el punto (3) precedente). A marzo 31 de 2020, las nominaciones no entregadas resultaron en un saldo de ingreso diferido de \$12 millones el cual ha sido clasificado como pasivo corriente pues se espera que sea liquidado dentro de los siguientes doce meses.

Gastos de transporte de gas natural

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Compañía son en gran parte fijos, con una porción de su cartera vendida en el mercado al contado, de la cual la Compañía contrae gastos de transporte. Los gastos de transporte de gas natural relacionados con los contratos de venta de gas natural a precio fijo de la Compañía generalmente se trasladan a los clientes de Canacol, con la excepción de las ventas al contado de la Compañía. Los gastos de transporte de la Compañía relacionados con las ventas al contado se compensan con precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos a precio fijo de la Compañía.

Los gastos de transporte de gas natural aumentaron en un 707% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, principalmente debido al aumento en las ventas al contado de gas natural de la Compañía relacionado con el aumento del 66% en el volumen de ventas, en comparación con el mismo período en 2019.

Regalías de gas natural

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6,4%, hasta que la producción neta del campo alcanza los 5.000 boepd, punto en el cual las tasas de regalía aumentan en una escala gradual hasta una tasa máxima del 20% con una producción del campo de 125.000 boepd. La producción de gas natural de la Compañía está sujeta a una regalía especial adicional de 2% a 4%. La producción de gas natural de la Compañía en VIM-5 está sujeta a un factor x de regalía adicional del 13%. Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, las regalías de gas natural aumentaron en un 89%, en comparación con el mismo período en 2019, principalmente por el aumento en un 63% de los volúmenes de producción de gas natural. Adicionalmente, el aumento se debe a la mayor producción en el bloque VIM-5 de la Compañía, el cual está sujeto a una tasa de regalía más alta.

Precios promedio de venta, netos de transporte

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Precios promedio de referencia			
Guajira (\$/Mcf)	\$ 4.39	\$ 4.30	2%
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 1.88	\$ 2.88	(35%)
Alberta Energy Company (\$/Mcf)	\$ 1.54	\$ 2.12	(27%)
Brent (\$/bbl)	\$ 26.35	\$ 63.19	(58%)
Precios promedio de venta, netos de transporte			
Gas natural y GNL, netos de transporte (\$/Mcf)	\$ 4.54	\$ 4.97	(9%)
Petróleo de Colombia, neto de transporte (\$/bbl)	\$ 36.91	\$ 48.16	(23%)
Promedio corporativo, neto de transporte (\$/boe)	\$ 25.96	\$ 28.72	(10%)

La disminución en los precios promedio realizados de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, se debe principalmente a precios más bajos en las ventas al contado.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, se debe principalmente a menores precios de referencia del petróleo crudo.

Gastos operativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 4,086	\$ 3,281	25%
Petróleo de Colombia	380	813	(53%)
Gastos operativos totales	\$ 4,466	\$ 4,094	9%
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.22	\$ 0.30	(27%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 14.01	\$ 20.53	(32%)
Corporativo (\$/boe)	\$ 1.38	\$ 2.09	(34%)

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf disminuyeron en un 27% a \$0,22/Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con \$0,30/Mcf para el mismo período en 2019. La disminución es principalmente atribuible al aumento en los volúmenes de venta de gas natural como resultado de la terminación de la expansión del gasoducto de 100 MMscfd a finales del tercer trimestre de 2019, en tanto los gastos operativos de la Compañía en más de un 90% son fijos.

Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.54	\$ 4.97	(9%)
Regalías	(0.72)	(0.64)	13%
Gastos operativos	(0.22)	(0.30)	(27%)
Ganancia operacional neta	\$ 3.60	\$ 4.03	(11%)

\$/bbl	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Petróleo de Colombia			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 36.91	\$ 48.16	(23%)
Regalías	(2.77)	(3.99)	(31%)
Gastos operativos	(14.01)	(20.53)	(32%)
Ganancia operacional neta	\$ 20.13	\$ 23.64	(15%)

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Corporativo			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 25.96	\$ 28.72	(10%)
Regalías	(4.09)	(3.63)	13%
Gastos operativos	(1.38)	(2.09)	(34%)
Ganancia operacional neta	\$ 20.49	\$ 23.00	(11%)

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Costos brutos	\$ 7,756	\$ 7,388	5%
Menos: montos capitalizados	(1,243)	(1,565)	(21%)
Gastos generales y administrativos	\$ 6,513	\$ 5,823	12%
\$/boe	\$ 2.01	\$ 2.97	(32%)

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) por boe disminuyeron en un 32% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019. La disminución se debe principalmente a: i) el aumento de la producción de gas natural y ii) la devaluación del COP y el dólar canadiense (“CAD”) con respecto al dólar de EE. UU. (“USD”) durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020. Se espera que los costos brutos permanezcan sin cambios en tanto la base de producción de la Compañía crezca, lo cual hará que los G&A por boe disminuyan más en el futuro.

Gasto financiero neto

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 6,530	\$ 7,388	(12%)
Costos de financiación distintos a efectivo	814	838	(3%)
Gasto financiero neto	\$ 7,344	\$ 8,226	(11%)

El gasto de financiación neto pagado disminuyó durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, principalmente como resultado de mayor ingreso de interés causado sobre recursos debidos a la Compañía en relación con la liquidación de un litigio fallado en favor de la Compañía.

Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 521	\$ 1,548	(66%)
Gasto por unidades de acciones restringidas	1,000	3,257	(69%)
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 1,521	\$ 4,805	(68%)

El gasto por 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 sobre una base de maduración escalonada durante el tiempo de otorgamiento. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas se estimó con el uso del modelo de fijación de precios de opciones de Black-Scholes.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2020	2019	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 17,954	\$ 12,689	41%
\$/boe	\$ 5.54	\$ 6.48	(15%)

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en un 41% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural, el agotamiento de la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 3 y el agotamiento de los costos de la planta de GNL.

Gasto de impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2020	2019
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 9,740	\$ 7,258
Gasto de impuesto sobre la renta diferido (recuperación)	41,140	(2,493)
Gasto de impuesto sobre la renta (recuperación)	\$ 50,880	\$ 4,765

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa de impuesto sobre la renta reglamentaria en Colombia del 32% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2020. La tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia disminuirá a 31% en enero 1 de 2021 y a 30% en enero 1 de 2022.

Las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos están denominados en pesos colombianos, y son valorados en cada fecha de reporte con el uso de la tasa de cambio a fin del período del COP frente al USD. El gasto distinto a efectivo de impuesto sobre la renta diferido reconocido durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020 de \$41,1 millones fue principalmente el resultado de la devaluación del 24% del COP frente al USD a marzo 31 de 2020 de 4.065:1, en comparación con la tasa a diciembre 31 de 2019 de 3.277:1. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2020	2019
Perforación y completamientos	\$ 10,714	\$ 6,792
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	3,923	15,802
Tierra, sísmica, comunidades y otros	4,106	3,486
Activos de derecho de uso arrendados ⁽¹⁾	1,305	5,877
G&A capitalizados	1,243	1,565
Disposición	(83)	—
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽¹⁾	(1,316)	1,203
Gastos de capital netos	19,892	34,725
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 2,315	\$ 2,490
Gastos en propiedades, planta y equipo	17,660	32,235
Disposición	(83)	—
Gastos de capital netos	\$ 19,892	\$ 34,725

(1) Los costos distintos a efectivo y ajustes se refieren a cambios en estimados relacionados con obligaciones de desmantelamiento y activos de derecho de uso arrendados.

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020 están relacionados principalmente con:

- Costos de instalaciones en los bloques VIM-5 y Esperanza.
- Perforación de los pozos de desarrollo Nelson-4 y Clarinete-5.
- Costos previos a la perforación del pozo de exploración Porro Norte; y

- Costos de culminación de planta de GNL.

Liquidez y recursos de capital

Riesgo de moneda extranjera

A marzo 31 de 2020, la tasa de cambio del COP al USD fue de 4.065:1 (3.277:1 a diciembre 31 de 2019) y la tasa de cambio del CAD al USD fue de 1,42:1 (1,30:1 a diciembre 31 de 2019). La devaluación del 24% del COP y la devaluación del 9% del CAD resultaron en la reducción de algunos gastos y pasivos a marzo 31 de 2020 y durante los tres meses terminados en esa fecha. Además, \$35 millones del gasto de impuesto sobre la renta diferido total de \$41,1 millones reconocido durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020 fue resultado de la devaluación del COP frente al USD.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020, la Compañía tenía un contrato de tasa de cambio bajo los siguientes términos:

Plazo	Capital	Clase	Rango de tasa de cambio
Agosto de 2019 a julio de 2020	\$2,5 millones	Instrumento financiero de cobertura sobre la tasa de cambio de COP a USD	3,383:1 - 3,535:1

Como consecuencia de los recientes eventos mundiales, la Compañía actualmente se está beneficiando de la reciente depreciación del COP y el CAD. La reciente caída del COP frente al USD efectivamente reduce los gastos denominados en COP, incluyendo gastos de capital, costos operacionales y G&A para lo que resta de 2020, en comparación con los estimados de presupuesto originales de la Compañía. El contrato de la Compañía sobre tasa de cambio, el cual históricamente ha estado “dentro del dinero”, efectivamente reduce los ahorros a la tasa corriente en aproximadamente 15% para lo que resta de 2020. En forma similar, la reciente debilidad del CAD efectivamente reduce los G&A denominados en Canadá.

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, el pasivo de liquidación, las obligaciones de arrendamiento y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes excluyendo la porción corriente de las obligaciones de largo plazo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir o recomprar acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles de deuda corrientes y proyectados.

La Compañía monitorea el 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 sus obligaciones de largo plazo pendientes menos capital de trabajo, según se define arriba. 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 de productos básicos, 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.

La deuda con bancos de la Compañía incluye varios compromisos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros compromisos de

negocio operativos estándares. La deuda con bancos también está sujeta a varios compromisos financieros, incluyendo una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes a efectivo, a EBITDAX para los últimos doce meses (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3,50:1,00 y una razón mínima de EBITDAX para los últimos doce meses a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo (“Razón de Cobertura de Interés Consolidado”) de 2,50:1,00. A marzo 31 de 2020, la Compañía estaba en cumplimiento de los compromisos.

	Marzo 31 de 2020	Diciembre 31 de 2019
Títulos Preferenciales – Capital (7.25%)	\$ 320,000	\$ 320,000
Deuda con bancos – Capital (6.875%)	30,000	30,000
Pasivo de liquidación (8.74%)	12,611	15,848
Obligación de arrendamiento (6.875%)	25,872	27,098
Deuda total	388,483	392,946
Menos: superávit de capital de trabajo	(54,501)	(50,676)
Deuda neta	\$ 333,982	\$ 342,270

La Razón de Apalancamiento Consolidado se calcula como se indica a continuación:

	Marzo 31 de 2020
Deuda total	\$ 388,483
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(49,156)
Deuda neta para fines del compromiso	339,327
EBITDAX	186,359
Razón de Apalancamiento Consolidado	1.82

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

	Marzo 31 de 2020
EBITDAX	\$ 186,359
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	30,682
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	6.07

A mayo 12 de 2020, la Compañía tenía en circulación 180,9 millones de acciones ordinarias, 16 millones de opciones de compra de acciones y 1,8 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 marzo 31 de 2020:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ 10,909	\$ 19,091	\$ 320,000	\$ 350,000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	5,870	9,529	15,252	30,651
Cuentas por pagar, comerciales y otras	49,551	—	—	49,551
Dividendo por pagar	6,629	—	—	6,629
Impuestos por pagar	8,049	—	—	8,049
Contrato de cobertura	1,351	—	—	1,351
Ingreso diferido	12,026	—	—	12,026
Pasivo de liquidación	2,600	4,612	5,399	12,611
Otras obligaciones de largo plazo	—	2,855	—	2,855

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Unidades de acciones restringidas	1,073	—	—	1,073
Contratos de exploración y producción	12,314	29,755	6,748	48,817
Contratos operativos de estaciones de compresión	2,570	5,296	13,447	21,313

Cartas de crédito

A marzo 31 de 2020, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$73,6 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$11,3 millones de garantías financieras están relacionados con ciertos activos de petróleo previamente vendidos.

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 pendientes de exploración a marzo 31 de 2020 por \$48,8 millones y ha emitido \$35,9 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

PERSPECTIVA

Las empresas de energía de todo el mundo en su mayoría han sido fuertemente impactadas por la drástica caída tanto del precio mundial del petróleo como de la demanda en relación con las medidas adoptadas para limitar la pandemia de COVID-19. Canacol en gran medida se ha aislado de los efectos de los bajos precios del petróleo dado su enfoque en la producción de gas, con la mezcla de sus ventas de gas orientada en un 80% a contratos en firme de volumen y precio fijos con precios en USD en boca de pozo.

Los contratos en firme de gas natural de Canacol no han presentado casos de fuerza mayor y los pagos por entregas están al día sin eventos de incumplimiento. Para los meses de abril, mayo y junio de 2020, Canacol ha permitido a los compradores en firme aplazar un máximo del 20% de sus volúmenes contratados para ser entregados en los últimos seis meses de 2020, con los cobros en efectivo teniendo lugar en abril, mayo o junio o en el momento de la entrega. Además, todas las partes han acordado que el tiempo contractual anual de inactividad de estos contratos se tome durante los meses de abril y mayo, si no ha sido tomado previamente en el año. Estas concesiones tuvieron impacto en el mes de abril de 2020 de la siguiente manera: los volúmenes nominados de abril de 2020 fueron en total de 147 MMscfpd, de los cuales se permite tomar menos del 10% en la segunda mitad de 2020 (hasta un 20% de aplazamiento), y el ingreso en firme recibido, del cual el comprador ha perdido el derecho de tomar su gas, fue en total de 3 MMscfpd. Estos montos ascendieron a un total de 150 MMscfpd de efectivo y ventas nominadas de gas natural. Un promedio adicional de 13 MMscfpd para el mes de abril fue considerado tiempo de inactividad contractual por siete compradores, lo cual tendrá el efecto de aumentar las ventas en la segunda mitad de 2020.

Como resultado del cierre en todo el país impuesto en Colombia el 26 de marzo de 2020, el cual permaneció en gran medida en efecto hasta el 27 de abril de 2020, vimos que la demanda industrial, de construcción y comercial de gas disminuyó significativamente en tanto los trabajadores de estos sectores permanecieron en casa. Como resultado, prácticamente no hubo ventas interrumpibles de gas para el mes de abril de 2020. Con el retorno de las actividades manufactureras y de construcción en la mayor parte de Colombia en abril 27 de 2020, y el cierre en todo el país programado para ser levantado completamente en todos los sectores en mayo 26 de 2020, la Compañía espera que la demanda interrumpible continúe aumentando y se establezca durante los meses de verano de julio y agosto de 2020. Si esta demanda interrumpible no vuelve al mercado colombiano de gas, se espera que el período de julio en adelante (una vez que expire el período de aplazamiento para los compradores, según lo descrito anteriormente) tenga contratos de aproximadamente 162 MMscfpd, y que las ventas anuales de 2020 entonces sean de aproximadamente 170 MMscfpd.

El mejor estimado de la Compañía es que la demanda empezará a aumentar una vez que se levanten las medidas de cuarentena, y bajo ese escenario nuestra previsión para todo el año 2020 se mantiene relativamente intacta. La previsión de producción para todo el año 2020 sería de 197 MMscfpd, con el supuesto de que las ventas interrumpibles retornen en agosto de 2020. La administración cree que los volúmenes promedio de venta para 2020 estarán más cerca de este nivel que de un caso de ventas bajas de 170 MMscfpd derivado de ventas solamente por los contratos en firme para lo que resta de 2020.

Canacol sigue estando muy bien capitalizada, con una razón de Deuda Neta a EBITDAX (para los últimos 12 meses) de 1,8x, y todavía se espera que termine el 2020 con un aumento significativo de su saldo de efectivo existente, el cual fue de \$49 millones a marzo 31 de 2020. La Compañía espera terminar el 2020 con una razón de Deuda Neta a EBITDAX de aproximadamente 1,3x.

Las operaciones de producción de Canacol en la instalación de Jobo no fueron interrumpidas durante la cuarentena. Nuestra instalación de procesamiento de gas de Jobo continúa operando con varios turnos de trabajadores en cuarentena en la instalación. Como resultado de la cuarentena, la Compañía ha experimentado un retraso de aproximadamente dos meses en el traslado de la torre del último pozo perforado de Clarinete-5 a su siguiente ubicación programada de Pandereta-8. Este retraso, y una breve demora en el comienzo de la segunda torre planeada de la Compañía, que ahora se espera que esté en operación en julio de 2020, han llevado a que Canacol ahora esté esperando perforar nueve pozos en 2020, por debajo de su previsión original de doce pozos. Los gastos de capital han sido revisados para reducirlos de \$114 millones a \$108 millones, en tanto la Compañía ha cambiado su enfoque en el corto plazo a instalaciones y construcción de línea de flujo en preparación para una mayor producción de gas.

La Compañía espera que la demanda colombiana de su gas natural aumente en el corto plazo en relación con el nivel actual, el más bajo en 20 años, de los embalses de las hidroeléctricas, debido a un invierno inusualmente seco en Colombia, y en el mediano al largo plazo en relación con el continuo declive de los principales campos productores de gas de Colombia. Los embalses de las hidroeléctricas colombianas se encuentran actualmente en el nivel más bajo en 20 años debido a un invierno inusualmente seco. En mayo de 2016, durante el último Fenómeno de El Niño, el nivel de los embalses fue del 41%. Actualmente, el nivel total de los embalses para generación de energía eléctrica es del 32%. Se prevé que en los meses de junio y julio las precipitaciones estarán muy por debajo de los promedios históricos, y además hay incertidumbre con respecto a los niveles de lluvia en los meses siguientes. Esto resultará en la necesidad de un uso de gas más alto que el normal para alimentar las plantas termoeléctricas a fin de asegurar que se suministre electricidad adecuada al país, muy particularmente a la costa caribe.

Entretanto, la producción total de gas de Colombia continúa disminuyendo. En abril de 2020, el Ministerio de Minas y Energía reportó que las reservas probadas de gas en Colombia bajaron en aproximadamente un 18%, de 3,8 Tcf a finales de 2018 a 3,1 Tcf a finales de 2019. Esta disminución de las reservas estuvo parcialmente relacionada con la producción de aproximadamente 0,4 Tcf durante 2019. Por el contrario, las reservas y la producción de gas de Canacol aumentaron significativamente.

Dados estos aspectos básicos del mercado de gas natural para la disminución de la oferta de gas, excluyendo a Canacol, y la producción hidroeléctrica bajo presión e incierta, Canacol sigue estando muy bien posicionada para capturar cualquier incremento de la demanda una vez que la economía colombiana comience a normalizarse tras el levantamiento de la cuarentena.

Respuesta a COVID-19

De acuerdo con la Organización Mundial de la Salud, junto con las agencias gubernamentales nacionales, provinciales y municipales en las jurisdicciones en las cuales opera en Colombia y Canadá, la Compañía ha implementado protocolos estrictos para apoyar la seguridad y la salud de nuestros empleados, contratistas y las comunidades en las cuales operamos. Las medidas que se han tomado para prevenir la propagación del virus incluyen la introducción de horarios de trabajo flexibles y arreglos para los empleados de oficina, estrategias de turnos modificados para apoyar el distanciamiento físico en el campo, monitoreo médico de todo el personal, y mayor limpieza y desinfección en todos los sitios.

Los empleados de oficina no esenciales tanto en Bogotá como en Calgary han estado trabajando remotamente desde casa desde finales de marzo. En mayo 11 de 2020 la dirección ejecutiva y el personal clave regresaron a la oficina a trabajar, y el resto de los empleados estará trabajando desde casa en el futuro previsible. En la estación de producción Jobo de la Compañía, dos rotaciones de personal se han alojado permanentemente en el sitio por un período de 28 días, con el acceso a y desde las instalaciones estrictamente prohibido. Como resultado, las operaciones de producción no han sido afectadas. La torre de perforación de la Compañía quedó inactiva en marzo 26 de 2020 al completar la operación de perforación de Clarinete-5 en respuesta a las medidas de cuarentena nacionales colombianas, y se prevé que la misma será movilizadada al sitio de perforación de desarrollo de Pandereta-8 a partir de mayo 27 de 2020.

Durante abril y mayo de 2020, aproximadamente \$65.000 fueron donados por los empleados de Canacol en Colombia y Canadá para apoyar a las comunidades en riesgo en los cinco municipios vecinos de nuestras operaciones en campo, así como en Bogotá. Las fundaciones Entretejiendo, Proyecto Unión y CES Waldorf convirtieron las donaciones en distribución continua de canastas de mercado compuestas por alimentos básicos, productos de higiene y suministros médicos básicos para más de 10.500 familias, adultos mayores y huérfanos. Se pueden ver más detalles en los sitios web de Canacol y Entretejiendo.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2020	2019				2018		
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2
Financieros								
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	70,994	65,795	56,634	47,689	49,404	50,727	53,398	52,397
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	45,281	33,004	36,420	25,583	29,907	28,679	25,810	28,252
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.25	0.18	0.20	0.14	0.17	0.16	0.15	0.16
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.25	0.18	0.20	0.14	0.17	0.16	0.14	0.16
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total ⁽²⁾	(25,988)	25,432	663	1,878	6,274	(16,272)	12,138	(25,979)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	(0.14)	0.14	—	0.01	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	(0.14)	0.14	—	0.01	0.03	(0.09)	0.07	(0.15)
EBITDAX ⁽¹⁾	58,870	43,144	46,037	37,008	39,822	33,440	36,006	33,617
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	180,931	179,238	178,273	177,381	177,547	177,678	177,453	177,018
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	181,811	181,412	180,873	178,979	179,637	178,977	178,985	178,742
Gastos de capital, netos	19,892	21,514	30,806	13,442	34,725	37,701	18,585	31,111
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	201,398	180,986	147,630	121,496	123,291	116,616	114,923	111,446
Petróleo de Colombia (bopd)	315	309	322	342	433	488	1,816	1,967
Total (boepd)	35,648	32,061	26,222	21,657	22,063	20,947	21,978	21,519
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	201,524	180,753	146,439	120,515	122,025	119,284	115,316	111,933
Petróleo de Colombia (bopd)	298	301	329	356	440	592	1,945	1,903
Total (boepd)	35,653	32,012	26,020	21,499	21,848	21,519	22,176	21,540
Ganancias operacionales netas (\$/boe) ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.60	3.58	3.86	3.88	4.03	3.92	3.80	3.79
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	20.13	27.08	24.34	29.20	23.64	27.89	26.27	35.30
Total (\$/boe)	20.49	20.49	22.06	22.27	23.00	22.51	22.04	22.90

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

(2) La pérdida neta realizada durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020 es exclusivamente debida al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$41,1 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del peso colombiano (“COP”) en el valor de las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

Los riesgos e incertidumbres identificados en los estados financieros auditados para el año terminado en diciembre 31 de 2019 están sujetos a un mayor grado de incertidumbre de medición durante este período volátil debido a las circunstancias relacionadas con la COVID-19.

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 tres meses terminados en marzo 31 de 2020. 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 toda la información significativa es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública, y que la información que debe ser revelada por el emisor bajo 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 gerencia, han diseñado, o han hecho que se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, C&PR y procesos establecidos para asegurarse de recibir suficiente conocimiento 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 marzo 31 de 2020, 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, solamente 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.