

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	54,405	47,689	14%	125,399	97,093	29%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	31,181	25,584	22%	76,462	55,491	38%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.17	0.14	21%	0.42	0.31	35%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.17	0.14	21%	0.42	0.31	35%
Ganancia (pérdida) neta y otra ganancia (pérdida) total ⁽²⁾	17,715	1,878	843%	(8,273)	8,152	n/a
Por acción – básicos (\$)	0.10	0.01	900%	(0.05)	0.05	n/a
Por acción – diluidos (\$)	0.10	0.01	900%	(0.05)	0.05	n/a
Flujo de caja aportado por actividades operativas	37,814	9,027	319%	75,832	34,282	121%
Por acción – básico (\$)	0.21	0.05	320%	0.42	0.19	121%
Por acción – diluido (\$)	0.21	0.05	320%	0.42	0.19	121%
EBITDAX ⁽¹⁾	40,415	37,008	9%	99,285	76,830	29%
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	180,916	177,381	2%	180,923	177,464	2%
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	181,484	178,979	1%	181,622	179,282	1%
Gastos de capital, netos de disposiciones	8,269	13,442	(38%)	28,161	48,167	(42%)
				Junio 30 de 2020	Diciembre 31 de 2019	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				58,552	41,239	42%
Efectivo restringido				4,027	4,524	(11%)
Superávit de capital de trabajo				72,141	50,676	42%
Deuda total				393,856	392,946	-
Activos totales				739,981	754,062	(2%)
Acciones ordinarias, final del período (000)				181,005	180,075	1%
Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	151,127	121,496	24%	176,259	122,385	44%
Petróleo de Colombia (bopd)	245	342	(28%)	280	387	(28%)
Total (boepd)	26,758	21,657	24%	31,203	21,858	43%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	152,248	120,515	26%	176,884	121,265	46%
Petróleo de Colombia (bopd)	197	356	(45%)	247	398	(38%)
Total (boepd)	26,907	21,499	25%	31,279	21,673	44%
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.63	3.88	(6%)	3.60	3.96	(9%)
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	12.16	29.20	(58%)	17.00	26.12	(35%)
Corporativo (\$/boe)	20.61	22.27	(7%)	20.55	22.63	(9%)

(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 seis meses terminados en junio 30 de 2020 es exclusivamente debida al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$29,5 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, como ocurrió a junio 30 de 2020, 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 agosto 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 y seis meses terminados en junio 30 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 son expresados en dólares de 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 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 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 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 de ellos y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá, ni, si alguno de ellos llega a ocurrir, qué beneficios reportará a la Compañía.*

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 o consecuencias reales difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con respecto a la información suministrada aquí como resultado de 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 de exploración y desarrollo y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de las 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 a la 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.

Se advierte además a los lectores que no deben confiar indebidamente 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 las 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 se calcula para los últimos doce meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustados por 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, y para pagar dividendos y pagar su deuda. Estas medidas no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas o al ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosas que estos, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras compañías.

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

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2020	2019	2020	2019
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 37,814	\$ 9,027	\$ 75,832	\$ 34,282
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(6,633)	16,557	630	18,468
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	—	—	2,741
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 31,181	\$ 25,584	\$ 76,462	\$ 55,491

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

	2019		2020		
	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Período total
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total ⁽¹⁾	663	25,432	(25,988)	\$ 17,715	\$ 17,822
(+) Gasto de intereses	7,620	7,800	7,631	7,705	30,756
(+) Gasto de impuesto sobre la renta (recuperación)	20,973	(6,330)	50,880	(3,754)	61,769
(+) Agotamiento y depreciación	13,015	16,842	17,954	16,226	64,037
(+) Costos anteriores a la licencia	223	368	159	285	1,035
(+/-) Pérdida por diferencia en cambio no realizada (ganancia)	1,666	(2,094)	3,030	747	3,349
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo y rubros no recurrentes	2,584	1,126	5,204	1,491	10,405
EBITDAX	\$ 46,744	\$ 43,144	\$ 58,870	\$ 40,415	\$ 189,173

(1) La pérdida neta realizada durante los seis terminados en junio 30 de 2020 solamente se debe al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$29,5 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa del cambio del COP sobre el valor de pérdidas de impuestos sin usar y grupos de costos. En caso 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 mediciones 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 ingreso, neto de gasto de transporte, menos regalías, menos gastos operacionales, calculado por unidad de volúmenes de ventas. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad relativa a 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. El gas natural y los volúmenes de GNL por día están expresados en millones de pies cúbicos estándares por día (“MMscfpd”) en este MD&A.

Aspectos financieros y operacionales destacados para los tres meses terminados en junio 30 de 2020

- Las ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) aumentaron un 26% a 152,2 MMscfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con 120,5 MMscfpd para el mismo período en 2019. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL aumentaron un 24% a 151,1 MMscfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con 121,5 MMscfpd para el mismo período en 2019. El aumento se debe principalmente a la culminación de la expansión de 100 MMscfpd del gasoducto a finales del tercer trimestre de 2019 (la “expansión del gasoducto”) compensada por la disminución en ventas como resultado de la pandemia COVID-19.
- El ingreso total por gas natural y GNL, neto de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en junio 30 de 2020, aumentó un 17% a \$53,3 millones, en comparación con \$45,7 millones para

el mismo período en 2019, lo cual es principalmente atribuible al aumento de la producción de gas natural.

- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 22% a \$31,2 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con \$25,6 millones para el mismo período en 2019. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron un 21% a \$0,17 por acción básica de \$0,14 por acción básica.
- El EBITDAX aumentó un 9% a \$40,4 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con \$37 millones para el mismo período en 2019.
- La Compañía registró una ganancia neta de \$17,7 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con una ganancia neta de \$1,9 millones para el mismo período en 2019, un aumento de 843% año a año.
- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía disminuyó en un 6% a \$3,63 por Mcf en los tres meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con \$3,88 por Mcf para el mismo período en 2019. La disminución se debe principalmente a precios de venta de gas en el mercado al contado más bajos, netos de costos de transporte. La disminución está compensada por una reducción del 19% en los gastos operativos por Mcf a \$0,25 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con \$0,31 por Mcf para el mismo período en 2019.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en junio 30 de 2020 fueron de \$8,3 millones. Los gastos de capital netos incluyeron ajustes distintos a efectivo relacionados con obligaciones de desmantelamiento de \$3,7 millones.
- En abril 21 de 2020, la Compañía celebró un acuerdo de crédito con el Banco de Occidente (“Préstamo Operativo”) y retiró \$5 millones en COP para efectos de liquidez adicional en COP.
- En junio 30 de 2020, la Compañía celebró un acuerdo para modificar los términos de la deuda bancaria mantenida con Credit Suisse (“Deuda con el Banco Credit Suisse”). La tasa de interés fijo original de 6,875% fue cambiada por una tasa de interés flotante de LIBOR + 4,25% (la tasa LIBOR fue de 0,3% a la fecha de modificación) y los once pagos trimestrales iguales de capital originales, que estaban previstos para iniciar en junio 11 de 2020, fueron cambiados por siete pagos trimestrales iguales de capital que comienzan en diciembre 11 de 2021.
- A junio 30 de 2020, la Compañía tenía \$58,6 millones en efectivo y equivalentes de efectivo, \$4 millones en efectivo restringido y \$72,1 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2020, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Níspero y Cañahuate 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 causado una perturbación sustancial de los negocios a nivel global que ha dado lugar a una recesión económica.

Muchas compañías de energía en el mundo han sido fuertemente impactadas por la drástica caída tanto del precio como de la demanda mundial de petróleo en relación con las medidas tomadas para limitar la pandemia de COVID-19. Canacol ha estado relativamente aislada de los efectos de los bajos precios del petróleo dado su enfoque en la producción de gas natural, con el 80% de las ventas de gas natural bajo contratos en firme de volumen y precio fijos en dólares de Estados Unidos (“USD”) en cabeza de pozo.

Los contratos de gas natural en firme de Canacol no han presentado casos de fuerza mayor, con los pagos por entregas al día sin eventos de incumplimiento. Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020, Canacol ha permitido a los compradores en firme diferir una porción de sus volúmenes contratados por entregar en noviembre de 2021, a más tardar, con los recaudos de efectivo teniendo lugar a finales de 2020, a más tardar. Adicionalmente, algunas partes han acordado que el período contractual anual de inactividad de estos contratos se tome en el segundo trimestre de 2020, si no ha sido tomado antes en el año. Como resultado del cierre general del país impuesto en Colombia en marzo 26 de 2020, el cual permaneció en gran medida en efecto por la duración del trimestre, la demanda industrial, de construcción y comercial de gas ha disminuido significativamente en tanto los trabajadores permanecen en cuarentena. Como resultado, virtualmente no hubo ventas de gas natural al contado para el mes de abril de 2020, y las ventas de gas natural al contado fueron significativamente más bajas que lo normal en mayo y junio de 2020.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020, la Compañía reinició la perforación del pozo de desarrollo Clarinete-5, situado en el bloque VIM-5 operado con participación en la explotación del 100%, la cual fue interrumpida en marzo 26 de 2020 debido a la pandemia de COVID-19. El pozo encontró 309 pies de verdadera profundidad vertical (“TVD”) de zona productiva neta de gas dentro del depósito principal de arenisca de Ciénaga de Oro (“CDO”), lo cual representa la sección productiva de gas más espesa de cualquier pozo perforado en la historia de Canacol. El depósito de CDO fue perforado entre 8.430 y 8.631 pies de profundidad medida (“ft md”) y fue probado a una tasa final de 43 MMscfpd. El pozo ha sido conectado a producción permanente. La Compañía inició la perforación del pozo de desarrollo Pandereta-8 en junio 27 de 2020, también situado en su bloque VIM-5. El pozo alcanzó 9.524 ft md y encontró 168 TVD de zona productiva neta de gas dentro del depósito productivo de CDO. El pozo actualmente está siendo completado y conectado al colector múltiple para ser puesto en producción.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020, la Compañía contrató una segunda torre de perforación para iniciar la perforación del pozo de exploración Porro Norte-1, situado en su VIM-5. La perforación del pozo inició en la tercera semana de julio de 2020 y su perforación y prueba tomará aproximadamente siete semanas.

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 en este MD&A se reportan antes de regalías.

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL (Mcfpd)						
Producción de gas natural y GNL	151,127	121,496	24 %	176,259	122,385	44 %
Consumo de campo	(257)	(1,710)	(85 %)	(237)	(1,767)	(87 %)
Ventas de gas natural y GNL	150,870	119,786	26 %	176,022	120,618	46 %
Volúmenes en firme (2)	1,378	729	89 %	862	647	33 %
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL						
Nominaciones de gas natural y GNL no entregadas (3)	18,942	5,904	221 %	14,629	2,862	411 %
Ventas contractuales nominadas de gas natural y GNL						
	171,190	126,419	35 %	191,513	124,127	54 %
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	245	342	(28 %)	280	387	(28 %)
Movimientos de inventario y otros	(48)	14	(443 %)	(33)	11	n/a
Ventas de petróleo de Colombia						
	197	356	(45 %)	247	398	(38 %)
Corporativas (boepd / bopd)						
Producción de gas natural y GNL	26,513	21,315	24 %	30,923	21,471	44 %
Producción de petróleo de Colombia	245	342	(28 %)	280	387	(28 %)
Producción total	26,758	21,657	24 %	31,203	21,858	43 %
Consumo de campo e inventario	(93)	(286)	(67 %)	(75)	(299)	(75 %)
Ventas corporativas totales	26,665	21,371	25 %	31,128	21,559	44 %
Volúmenes en firme (2)	242	128	89 %	151	114	32 %
Ventas contractuales realizadas totales						
Nominaciones de gas natural y GNL no entregadas (3)	3,323	1,036	221 %	2,566	502	411 %
Ventas contractuales nominadas totales						
	30,230	22,535	34 %	33,845	22,175	53 %

La Compañía tiene tres tipos de ventas de gas natural y GNL:

- 1) *Ventas de gas natural y GNL*: Representan la producción de gas natural y GNL menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que es consumida a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por compradores de la Compañía que no es entregada, debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas, y para la cual 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 natural y GNL 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 o a finales de 2020, a más tardar, 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.

El aumento del 24% y el 44% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente, se debe principalmente a la terminación de la expansión del gasoducto. Los volúmenes de producción de gas natural y GNL de la Compañía son menores a los esperados durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020, debido a la disminución de la demanda de volúmenes al contado durante la pandemia de COVID-19. Adicionalmente, algunos compradores bajo contratos en firme utilizaron todo su período anual contratado de inactividad durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020, lo cual probablemente resultará en una mayor producción de contratos en firme prevista para lo que resta del 2020.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020 promediaron aproximadamente 152,2 y 176,9 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y con expiración de los derechos de los clientes de que se les hagan las entregas.

Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 68,228	\$ 54,801	25 %	\$ 162,623	\$ 110,519	47 %
Gastos de transporte	(6,116)	(2,134)	187 %	(17,416)	(3,535)	393 %
Ingresos, netos de gastos de transporte	62,112	52,667	18 %	145,207	106,984	36 %
Regalías	(8,842)	(6,968)	27 %	(22,014)	(13,919)	58 %
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 53,270	\$ 45,699	17 %	\$ 123,193	\$ 93,065	32 %
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 384	\$ 1,845	(79 %)	\$ 1,378	\$ 3,873	(64 %)
Gastos de transporte	8	(105)	n/a	15	(226)	n/a
Ingresos, netos de gastos de transporte	392	1,740	(77 %)	1,393	3,647	(62 %)
Regalías	(29)	(140)	(79 %)	(104)	(298)	(65 %)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 363	\$ 1,600	(77 %)	\$ 1,289	\$ 3,349	(62 %)
Corporativo						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 68,228	\$ 54,801	25 %	\$ 162,623	\$ 110,519	47 %
Ingresos de petróleo crudo	384	1,845	(79 %)	1,378	3,873	(64 %)
Ingresos totales	68,612	56,646	21 %	164,001	114,392	43 %
Regalías	(8,871)	(7,108)	25 %	(22,118)	(14,217)	56 %
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	59,741	49,538	21 %	141,883	100,175	42 %
Ingresos de gas natural y GNL en firme (2)	772	390	98 %	917	679	35 %
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías, según lo reportado	60,513	49,928	21 %	142,800	100,854	42 %
Gastos de transporte	(6,108)	(2,239)	173 %	(17,401)	(3,761)	363 %
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 54,405	\$ 47,689	14 %	\$ 125,399	\$ 97,093	29 %

Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, la Compañía realizó \$0,8 millones y \$0,9 millones de ingreso en firme (según lo descrito en el punto (2) en la página 8 de este MD&A), respectivamente, lo cual es equivalente a 1,4 MMscfpd y 0,9 MMscfpd de ventas de gas natural y GNL, respectivamente, sin entrega real del gas natural o GNL y con expiración de los derechos de los clientes de que se les hagan las entregas.

A junio 30 de 2020, la Compañía ha diferido ingreso de \$15,3 millones, el cual se relaciona con: i) \$10,3 millones de nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas de 18,9 MMscfpd y 14,6 MMscfpd realizadas (según lo descrito en el punto (3) en la página 8 de este MD&A) durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, respectivamente, para las cuales los compradores tienen derecho legal de que se les haga entrega en una fecha de vencimiento posterior, y ii) recursos por \$5 millones recibidos por gas natural, GNL y petróleo crudo por entregar dentro de los siguientes doce meses. A junio 30 de 2020, \$5,7 millones de los \$10,3 millones se relacionan con nominaciones no entregadas, las cuales serán entregadas a más tardar en noviembre de 2021 y, en esa medida, \$5,7 millones han sido clasificados como un pasivo no corriente. Se espera que los \$4,6 millones restantes de los \$10,3 millones de nominaciones no entregadas, junto con los recursos recibidos de \$5 millones, se entreguen dentro de los siguientes doce meses y, en esa medida, \$9,7 millones han sido clasificados como un pasivo corriente.

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 en firme de la Compañía generalmente se trasladan a los clientes de Canacol, con la excepción de las ventas al contado y un pequeño número de clientes en firme 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 un 187% y un 393% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente, principalmente debido al aumento en el volumen de ventas de gas natural sujeto a gastos de transporte, en comparación con los mismos períodos 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 y VIM-21 está sujeta a tasas de regalía con factor x adicional de 13% y 3%, respectivamente. La tasa de regalía de gas natural fue de 14,2% y 15,1% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, respectivamente, principalmente debido a una mayor producción en el bloque VIM-5 de la Compañía, el cual está sujeto a una tasa de regalía más alta. La tasa de regalía de gas natural de 14,2% en el segundo trimestre de 2020 ha disminuido frente a la tasa de regalía de 15,9% en el primer trimestre de 2020 debido a menos producción del 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Precios promedio de referencia						
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 1.77	\$ 2.51	(29 %)	\$ 1.82	\$ 2.70	(33 %)
Alberta Energy Company (\$/Mcf)	\$ 1.47	\$ 0.90	63 %	\$ 1.50	\$ 1.41	6 %
Brent (\$/bbl)	\$ 31.08	\$ 67.41	(54 %)	\$ 37.94	\$ 63.19	(40 %)
Precios promedio de venta, netos de transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.52	\$ 4.83	(6 %)	\$ 4.53	\$ 4.90	(8 %)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 21.87	\$ 53.71	(59 %)	\$ 30.99	50.63	(39 %)
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 25.76	27.98	(8 %)	\$ 25.88	\$ 28.35	(9 %)

La disminución en los precios promedio realizados de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, se debe principalmente a la demanda más baja de ventas al contado como resultado de la pandemia de COVID-19.

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo durante los tres y seis meses terminados en junio 30 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 3,477	\$ 3,357	4 %	\$ 7,563	\$ 6,638	14 %
Petróleo de Colombia	145	654	(78 %)	525	1,467	(64 %)
Gastos operativos totales	\$ 3,622	\$ 4,011	(10 %)	\$ 8,088	\$ 8,105	—
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.25	\$ 0.31	(19 %)	\$ 0.24	\$ 0.30	(20 %)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 8.09	\$ 20.19	(60 %)	\$ 11.68	\$ 20.36	(43 %)
Corporativos (\$/boe)	\$ 1.49	\$ 2.06	(28 %)	\$ 1.43	\$ 2.08	(31 %)

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf disminuyeron en 19% y 20% a \$0,25/Mcf y \$0,24/Mcf para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con \$0,31/Mcf y \$0,30/Mcf para los mismos períodos en 2019, respectivamente. La disminución es principalmente atribuible al aumento en los volúmenes de ventas de gas natural como resultado de la terminación de la expansión del gasoducto 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.52	\$ 4.83	(6 %)	\$ 4.53	\$ 4.90	(8 %)
Regalías	(0.64)	(0.64)	—	(0.69)	(0.64)	8 %
Gastos operativos	(0.25)	(0.31)	(19 %)	(0.24)	(0.30)	(20 %)
Ganancia operacional neta	\$ 3.63	\$ 3.88	(6 %)	\$ 3.60	\$ 3.96	(9 %)

\$/bbl	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 21.87	\$ 53.71	(59 %)	\$ 30.99	50.62	(39 %)
Regalías	(1.62)	(4.32)	(63 %)	(2.31)	(4.14)	(44 %)
Gastos operativos	(8.09)	(20.19)	(60 %)	(11.68)	(20.36)	(43 %)
Ganancia operacional neta	\$ 12.16	\$ 29.20	(58 %)	\$ 17.00	\$ 26.12	(35 %)

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Corporativas						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 25.76	\$ 27.98	(8 %)	\$ 25.88	28.35	(9 %)
Regalías	(3.66)	(3.65)	—	(3.90)	(3.64)	7 %
Gastos operativos	(1.49)	(2.06)	(28 %)	(1.43)	(2.08)	(31 %)
Ganancias operacionales netas	\$ 20.61	\$ 22.27	(7 %)	\$ 20.55	\$ 22.63	(9 %)

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Costos brutos	\$ 7,309	\$ 6,978	5 %	\$ 15,065	\$ 14,366	5 %
Menos: montos capitalizados	(1,243)	(1,291)	(4 %)	(2,486)	(2,856)	(13 %)
Gastos generales y administrativos	\$ 6,066	\$ 5,687	7 %	\$ 12,579	\$ 11,510	9 %
\$/boe	\$ 2.50	\$ 2.92	(14 %)	\$ 2.22	\$ 2.95	(25 %)

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) aumentaron un 5% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, debido a que algunos costos anuales de fin de año normalmente pagados al final del año ahora se causan en forma trimestral a lo largo del año.

Los G&A por boe disminuyeron en 14% y 25% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente. 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 y seis meses terminados en junio 30 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 de financiación neto

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,369	\$ 7,340	—	\$ 13,899	14,729	(6 %)
Gasto (ingreso) de financiación distinto a efectivo	(285)	851	n/a	529	1,688	(69 %)
Gasto de financiación neto	\$ 7,084	\$ 8,191	(14 %)	\$ 14,428	16,417	(12 %)

El gasto de financiación neto pagado disminuyó durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, principalmente como resultado de: i) ingresos por intereses de \$1 millón causados sobre recursos debidos a la Compañía en relación con la liquidación de un litigio fallado en su favor; y ii) ganancia en modificación de deuda de \$1,2 millones relativa a la modificación de la Deuda con el Banco Credit Suisse.

Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 595	\$ 700	(15 %)	\$ 1,116	\$ 2,249	(50 %)
Gasto por unidades de acciones restringidas	1,898	—	n/a	2,898	3,256	(11 %)
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 2,493	\$ 700	256 %	\$ 4,014	\$ 5,505	(27 %)

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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 16,226	\$ 11,737	38 %	\$ 34,180	\$ 24,426	40 %
\$/boe	\$ 6.69	\$ 6.04	11 %	\$ 6.03	\$ 6.26	(4 %)

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en 38% y 40% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural, el agotamiento de la instalación de procesamiento de gas

natural Jobo 3, el agotamiento de los costos de la planta de GNL y el agotamiento del bloque Rancho Hermoso, el cual no había sido agotado previamente porque había sido clasificado como un activo mantenido para venta desde el tercer trimestre de 2019.

Gasto de impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2020	2019	2020	2019
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 7,912	\$ 7,930	\$ 17,652	\$ 15,188
Gasto de impuesto sobre la renta diferido (recuperación)	(11,666)	2,352	29,474	(141)
Gasto de impuesto sobre la renta (recuperación)	\$ (3,754)	\$ 10,282	\$ 47,126	\$ 15,047

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 y seis meses terminados en junio 30 de 2020. La tasa de impuesto sobre la renta reglamentaria en Colombia disminuirá a 31% en enero 1 de 2021 y luego a 30% en enero 1 de 2022.

Las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos están denominados en COP, y se valoran 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 seis meses terminados en junio 30 de 2020 de \$29,5 millones fue principalmente el resultado de la devaluación del 15% del COP frente al USD a junio 30 de 2020 de 3.758:1, en comparación con la tasa a diciembre 31 de 2019 de 3.277:1. En el evento de que el COP se fortalezca aún más en el futuro, como ocurrió a junio 30 de 2020, la Compañía podría realizar una mayor recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en junio 30 de		Tres meses terminados en junio 30 de	
	2020	2019	2020	2019
Perforación y completamientos	\$ 5,218	\$ 10,968	\$ 15,932	\$ 17,760
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	2,977	5,362	6,900	21,164
Tierra, sísmica, comunidades y otros	2,516	10,026	6,622	13,512
Activos de derecho de uso arrendados ⁽¹⁾	—	(627)	1,305	5,250
G&A capitalizados	1,243	1,291	2,486	2,856
Disposición	—	(14,506)	(83)	(14,506)
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽¹⁾	(3,685)	928	(5,001)	2,131
Gastos de capital netos	\$ 8,269	\$ 13,442	\$ 28,161	\$ 48,167
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 2,752	\$ 14,903	\$ 5,067	\$ 17,393
Gastos en propiedades, planta y equipo	5,517	13,045	23,177	45,280
Disposición	—	(14,506)	(83)	(14,506)
Gastos de capital netos	\$ 8,269	\$ 13,442	\$ 28,161	\$ 48,167

(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 junio 30 de 2020 están relacionados principalmente con:

- Costos de instalaciones en los bloques VIM-5 y Esperanza.
- Perforación y completamiento del pozo de desarrollo Clarinete-5.
- Perforación del pozo de desarrollo Pandereta-8; y
- Costos previos a la perforación relacionados con el pozo de exploración Porro Norte.

Liquidez y recursos de capital

Riesgo de moneda extranjera

A junio 30 de 2020, la tasa de cambio del COP al USD fue de 3.758:1 (3.277:1 a diciembre 31 de 2019) y la tasa de cambio del CAD al USD fue de 1,36:1 (1,30:1 a diciembre 31 de 2019). La devaluación del 15% del COP y la devaluación del 5% del CAD resultaron en la reducción de algunos gastos y pasivos en junio 30 de 2020 y durante los seis meses terminados en esa fecha. Además, \$21,2 millones del gasto de impuesto sobre la renta diferido total de \$29,5 millones reconocido durante los seis meses terminados en junio de 2020 fueron resultado de la devaluación del COP frente al USD.

Durante los tres y seis meses terminados en junio de 2020, la Compañía tuvo un contrato de tasa de cambio bajo los siguientes términos:

Plazo	Capital	Tipo	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

El contrato de tasa de cambio ahora ha expirado y la Compañía no ha celebrado un nuevo contrato.

Como resultado 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 2020, en comparación con los estimados de presupuesto originales de la Compañía. El contrato de tasa de cambio de la Compañía, el cual históricamente ha estado “dentro del dinero”, reduce parcialmente los ahorros a la tasa corriente.

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.

Los Títulos Preferenciales y la Deuda con el Banco Credit Suisse de la Compañía incluyen 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 de 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 junio 30 de 2020, la Compañía estaba en cumplimiento de los compromisos.

	Junio 30 de 2020	Diciembre 31 de 2019
Títulos Preferenciales – capital (7.25%)	\$ 320,000	\$ 320,000
Deuda con el Banco Credit Suisse – capital (LIBOR + 4.25%)	30,000	30,000
Préstamo operativo – capital (IBR + 2%)	5,321	—
Pasivo de liquidación de litigio (8.74%)	13,524	15,848
Obligación de arrendamiento (6.875%)	25,011	27,098
Deuda total	393,856	392,946
Menos: superávit de capital de trabajo	(72,141)	(50,676)
Deuda neta	\$ 321,715	\$ 342,270

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

	Junio 30 de 2020
Deuda total	\$ 393,856
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(58,552)
Deuda neta para fines del compromiso	335,304
EBITDAX	189,173
Razón de Apalancamiento Consolidado	1.77

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

	Junio 30 de 2020
EBITDAX	\$ 189,173
Gasto de interés, excluyendo los gastos distintos a efectivo	30,756
Razón de cobertura de interés consolidado	6.15

A agosto 12 de 2020, la Compañía tenía en circulación 181 millones de acciones ordinarias, 15,9 millones de opciones de compra de acciones y 1,4 millones de unidades de acciones restringidas.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a junio 30 de 2020:

	Menos de 1 año		1-3 años		Más de 3 años		Total
Deuda de largo plazo - capital	\$	5,321	\$	30,000	\$	320,000	\$ 355,321
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas		5,670		9,028		14,391	29,089
Cuentas por pagar, comerciales y otras		35,430		—		—	35,430
Dividendo por pagar		6,907		—		—	6,907
Impuestos por pagar		7,653		—		—	7,653
Contrato de cobertura		156		—		—	156
Ingreso diferido		9,650		5,694		—	15,344
Pasivo de liquidación		509		1,183		11,832	13,524
Otras obligaciones de largo plazo		—		2,892		—	2,892
Unidades de acciones restringidas		3,035		—		—	3,035
Contratos de exploración y producción		4,722		37,129		6,405	48,256
Contratos operativos de estaciones de compresión		2,584		5,322		12,769	20,675

Cartas de crédito

A junio 30 de 2020, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$82 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 se relacionan con algunos 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 de exploración pendientes a junio 30 de 2020 por \$48,3 millones y ha emitido \$30,1 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

Evento posterior

A junio 30 de 2020, Canacol mantuvo su fuerte balance y liquidez, incluyendo aproximadamente \$59 millones de efectivo, con sus robustos programas de capital y dividendos de 2020 financiados mediante efectivo existente y flujos de caja operativos. La flexibilidad financiera existente de la Compañía es además mejorada por los términos nuevamente perfilados de la Deuda con el Banco Credit Suisse y las dos líneas de crédito nuevas lideradas por Credit Suisse, según lo descrito a continuación.

En julio 31 de 2020, la Compañía contrató una línea de crédito rotativo preferencial sin garantía de \$46 millones (la “RFC” [por sus siglas en inglés]) y un préstamo puente preferente a plazo y sin garantía de \$75 millones (el “Puente”) con un grupo de bancos. Se pretende usar el Puente para construir un ducto a Medellín, Colombia (el “Proyecto”) y tener propiedad en el mismo, con Canacol como garante durante el plazo pendiente del Puente. El retiro inicial contra el Puente será usado para los costos iniciales de ingeniería y el licenciamiento ambiental y los siguientes \$50 millones actualmente están presupuestados para materiales de construcción. Se espera que durante el plazo Canacol desinvierta entre el 75% y el 100% de la propiedad del Proyecto, manteniendo hasta un 25% de participación en la explotación en la propiedad.

La RFC incluye una tasa de interés de LIBOR + 4,75%, un plazo de tres años, y el derecho de la Compañía de hacer pagos/retirar pagos ya efectuados a la RFC en cualquier momento dentro del plazo, sin penalidad. Canacol pagará al grupo un cargo por compromiso del 30% del margen de interés de 4,75% sobre los montos no retirados durante el plazo. La RFC estará sin utilizar al inicio. La RFC no estará sujeta a las determinaciones periódicas habituales.

El Puente incluye una tasa de interés de LIBOR + 4,25%, un plazo de dos años, y el derecho de la Compañía de hacer pagos al Puente en cualquier momento dentro del plazo, sin penalidad. Dentro de los treinta días siguientes al cierre de julio 31 de 2020, la subsidiaria está obligada a retirar los primeros \$25 millones del Puente, y los restantes \$50 millones estarán disponibles para ser retirados en cualquier momento hasta doce meses después de la fecha de cierre. La subsidiaria pagará al grupo un cargo por compromiso del 30% del margen de interés de 4,25% sobre los montos no retirados durante el período de disponibilidad.

Los compromisos de la RFC y el Puente son consistentes con los compromisos existentes de la Compañía con sus Títulos Preferenciales.

PERSPECTIVA

A pesar de las incertidumbres y perturbaciones globales causadas por la pandemia de Covid-19, las operaciones de Canacol continuaron relativamente ininterrumpidas durante el segundo trimestre, incluyendo la perforación de Clarinete-5 y su prueba de producción de 43 MMscfpd. Con posterioridad a junio 30 de 2020, la Compañía actualmente está completando el pozo de desarrollo Pandereta-8, el cual encontró 168 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas. Con el uso de una segunda torre, la Compañía recientemente ha iniciado la perforación del pozo de exploración Porro Norte-1 y espera que los resultados del pozo sean emitidos una vez el pozo haya alcanzado profundidad total y se hayan adquirido sus registros.

A junio 30 de 2020, Canacol mantuvo su fuerte balance y liquidez, incluyendo aproximadamente \$58,6 millones de efectivo, con sus robustos programas de capital y dividendos de 2020 financiados mediante efectivo existente y flujos de caja operativos. En adición a la flexibilidad financiera existente de Canacol, hemos vuelto a perfilar los términos de la Deuda con el Banco Credit Suisse y hemos contratado dos nuevas líneas de crédito. Aunque estos fondos adicionales no son necesariamente requeridos en este momento, la Compañía consideró prudente asegurar una flexibilidad financiera adicional a tasas muy favorables para potencialmente agregar pozos adicionales a su campaña de perforación y para avanzar en el proyecto del ducto de Medellín.

A pesar de la lenta recuperación de la pandemia de Covid-19 en Colombia, la Compañía espera que sus ventas estén dentro del rango de la proyección emitida previamente de 170 MMcfd y 197 MMcfd.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2020		2019				2018	
	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3
Financieros								
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	54,405	70,994	65,795	56,634	47,689	49,404	50,727	53,398
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	31,181	45,281	33,004	36,420	25,583	29,907	28,679	25,810
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.17	0.25	0.18	0.20	0.14	0.17	0.16	0.15
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.17	0.25	0.18	0.20	0.14	0.17	0.16	0.14
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total ⁽²⁾	17,715	(25,988)	25,432	663	1,878	6,274	(16,272)	12,138
Por acción – básicas (\$) ⁽²⁾	0.10	(0.14)	0.14	—	0.01	0.03	(0.09)	0.07
Por acción – diluidas (\$) ⁽²⁾	0.10	(0.14)	0.14	—	0.01	0.03	(0.09)	0.07
EBITDAX ⁽¹⁾	40,415	58,870	43,144	46,037	37,008	39,822	33,440	36,006
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	180,916	180,931	179,238	178,273	177,381	177,547	177,678	177,453
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	181,484	181,811	181,412	180,873	178,979	179,637	178,977	178,985
Gastos de capital, netos	8,269	19,892	21,514	30,806	13,442	34,725	37,701	18,585
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	151,127	201,398	180,986	147,630	121,496	123,291	116,616	114,923
Petróleo de Colombia (bopd)	245	315	309	322	342	433	488	1,816
Total (boepd)	26,758	35,648	32,061	26,222	21,657	22,063	20,947	21,978
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	152,248	201,524	180,753	146,439	120,515	122,025	119,284	115,316
Petróleo de Colombia (bopd)	197	298	301	329	356	440	592	1,945
Total (boepd)	26,907	35,653	32,012	26,020	21,499	21,848	21,519	22,176
Ganancias operacionales netas (\$/boe) ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.63	3.60	3.58	3.86	3.88	4.03	3.92	3.80
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	12.16	20.13	27.08	24.34	29.20	23.64	27.89	26.27
Corporativas (\$/boe)	20.61	20.49	20.49	22.06	22.27	23.00	22.51	22.04

(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 seis meses terminados en junio de 2020 es exclusivamente debida al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$29,5 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del 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, como ocurrió a junio 30 de 2020, 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 consolidados 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 no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en junio 30 de 2020.

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 administración, 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 junio 30 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

incorrectas 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.