

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
AÑO TERMINADO EN DICIEMBRE 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 diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte	63,976	65,795	(3%)	246,804	219,522	12%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	35,251	32,999	7%	145,122	124,915	16%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.18	11%	0.80	0.70	14%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.18	11%	0.80	0.69	16%
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total ⁽²⁾	921	25,432	(96%)	(4,743)	34,247	n/a
Por acción – básico (\$) ⁽²⁾	0.01	0.14	(93%)	(0.03)	0.19	n/a
Por acción – diluido (\$) ⁽²⁾	0.01	0.14	(93%)	(0.03)	0.19	n/a
Flujo de caja proveniente de actividades operativas	26,477	35,388	(25%)	152,325	106,470	43%
Por acción – básico (\$) ⁽²⁾	0.15	0.20	(25%)	0.84	0.60	40%
Por acción – diluido (\$) ⁽²⁾	0.15	0.20	(25%)	0.84	0.59	42%
EBITDAX ⁽¹⁾	45,941	43,144	6%	187,528	167,515	12%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	179,764	179,238	-	180,646	178,266	1%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	179,764	181,412	(1%)	180,646	180,395	-
Gastos de capital, netos de disposiciones	29,366	21,514	36%	83,964	100,487	(16%)
				Diciembre 31 de 2020	Diciembre 31 de 2019	Cambio
Efectivo y equivalentes a efectivo				68,280	41,239	66%
Efectivo restringido				-	4,524	(100%)
Superávit de capital de trabajo				73,404	50,676	45%
Deuda total				415,209	392,946	6%
Activos totales				749,792	754,062	(1%)
Acciones ordinarias, final del período (000)				179,515	180,075	-
Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscf pd)	170,087	180,986	(6%)	171,126	143,524	19%
Petróleo de Colombia (bopd)	287	309	(7%)	291	351	(17%)
Total (boepd)	30,127	32,061	(6%)	30,313	25,531	19%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscf pd)	169,763	180,753	(6%)	171,600	142,603	20%
Petróleo de Colombia (bopd)	300	301	-	286	356	(20%)
Total (boepd)	30,083	32,012	(6%)	30,392	25,374	20%
Ganancia operacional neta ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.58	3.58	-	3.57	3.82	(7%)
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	23.04	27.08	(15%)	18.57	25.92	(28%)
Corporativa (\$/boe)	20.44	20.49	-	20.34	21.80	(7%)

(1) Medidas que no están en las NIIF. Ver la sección "Medidas que no están en las NIIF" en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

(2) Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, la Compañía realizó una pérdida neta de \$4,6 millones como resultado de un gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$51,2 millones relacionado principalmente con la eliminación de ciertos activos de impuesto diferido por pérdidas distintas a capital (ver la sección de "Gasto de Impuesto sobre la Renta" de este MD&A para mayores detalles).

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 CNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha marzo 17 de 2021 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero cubierto por los estados financieros consolidados auditados de la Compañía para los años terminados en diciembre 31 de 2020 y 2019 (los “estados financieros”), junto con el análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios deben ser leídos en conjunto con los estados financieros. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de los Estados Unidos (“USD”), salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de USD, 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 futura, la estrategia del negocio, las tasas de producción, 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 las licencias ambientales requeridas para construir el ducto desde las operaciones de la Compañía hasta Medellín, 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 la ocurrencia de alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro; ni los beneficios que reporten 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 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, debido a numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios del gas natural, el GNL y el petróleo; los resultados de las actividades de perforación para exploración y desarrollo y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados a las operaciones de 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 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 u otros. Estas declaraciones de advertencia son aplicables en su integridad a todos los planteamientos

posteriores con proyecciones a futuro, sean escritos u orales, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía.

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 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 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 de renta, depreciación, agotamiento, amortización, costos previos a la licencia y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. La Compañía considera que estas medidas son medidas claves para demostrar su capacidad de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante inversión de capital, para pagar dividendos y para pagar su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa, ni más significativas, con respecto al 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 modo que los montos por acción se calculan usando el promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo del ingreso (pérdida) neto y el ingreso (pérdida) total por acción.

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2020	2019	2020	2019
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 26,477	\$ 35,388	\$ 152,325	\$ 106,470
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	8,647	(2,389)	(7,924)	15,704
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	127	-	721	2,741
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 35,251	\$ 32,999	\$ 145,122	\$ 124,915

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

	2020				
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Periodo Total
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total ⁽¹⁾	\$ (25,988)	\$ 17,715	\$ 2,609	\$ 921	\$ (4,743)
(+) Gasto de interés	7,631	7,705	7,602	7,850	30,788
(+/-) Gasto de impuestos de renta (recuperación)	50,880	(3,754)	14,864	20,149	82,139
(+) Agotamiento y depreciación	17,954	16,226	14,045	16,314	64,539
(+) Costos previos a la licencia	159	285	395	191	1,030
(+/-) Pérdida (ganancia) en cambio no realizada	3,030	747	(327)	(524)	2,926
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	5,203	1,491	3,115	1,040	10,849
EBITDAX	\$ 58,869	\$ 40,415	\$ 42,303	\$ 45,941	\$ 187,528

(1) Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, la Compañía realizó una pérdida neta de \$4.6 millones como resultado de un gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$51.2 millones relacionado principalmente con la eliminación de ciertos activos de impuesto diferido por pérdidas distintas a capital (ver la sección de "Gasto de Impuesto sobre la Renta" de este MD&A para mayores detalles).

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 las 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 operativos, calculada por unidades de volúmenes de ventas producidas por la Compañía. 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”) a lo largo de este MD&A.

Aspectos destacados de reservas para el año 2020

- Según lo anunciado en marzo 3 de 2021, las reservas probadas desarrolladas productivas de gas natural convencional de la Compañía (“PDP”) aumentaron en un 10% desde diciembre 31 de 2019, llegando a un total de 277 miles de millones de pies cúbicos (“Bcf”) a diciembre 31 de 2020 (razón de reemplazo de reservas PDP de 140%). Las reservas probadas más probables totales de gas natural convencional de la Compañía (“2P”) aumentaron en un 2% desde diciembre 31 de 2019, llegando a un total de 637 Bcf a diciembre 31 de 2020 (razón de reemplazo de reservas 2P de 122%). Las reservas probadas de gas natural convencional de la Compañía (“1P”) aumentaron en un 0,2% desde diciembre 31 de 2019, llegando a un total de 395 Bcf a diciembre 31 de 2020 (razón de reemplazo de reservas 1P de 101%).
- El costo de hallazgo y desarrollo de 1P y 2P (“costo de H&D”) fue de \$1,18 por Mcf y \$0,84 por Mcf para el período de tres años terminado en diciembre 31 de 2020, respectivamente.
- La Compañía logró una razón de reciclaje de 2P de 2,7x y 4,4x para el período de uno y tres años terminado en diciembre 31 de 2020, respectivamente. La razón de reciclaje de un año fue calculada con base en la ganancia operacional neta de gas natural para el año terminado en diciembre 31 de 2020 de \$3,57 por Mcf, y la razón de reciclaje de tres años fue calculada con base en el promedio ponderado de ganancia operacional neta de gas natural para los tres años terminados en diciembre 31 de 2020 de \$3,71 por Mcf.
- La Compañía logró una razón de reciclaje de 1P de 2,1x y 3,2x para el período de uno y tres años terminado en diciembre 31 de 2020, respectivamente. La razón de reciclaje de un año fue calculada con base en la ganancia operacional neta de gas natural para el año terminado en diciembre 31 de 2020 de \$3,57 por Mcf, y la razón de reciclaje de tres años fue calculada con base en el promedio ponderado de ganancia operacional neta de gas natural para los tres años terminados en diciembre 31 de 2020 de \$3,71 por Mcf.
- La Compañía logró un índice de vida de Reservas 1P y 2P (“RLI”) de 6,4 años y 10,3 años, respectivamente, con base en la producción de gas natural convencional anualizada del cuarto trimestre de 2020 de 170,1 Mcfpd o 29.840 Boepd.

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

- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) disminuyeron en un 6% a 169,8 MMscfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020 en comparación con 180,8 MMscfpd para el mismo período en 2019. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL disminuyeron en un 6% a 170,1 MMscfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020 en comparación con 181 MMscfpd para el mismo período en 2019. La disminución se debe principalmente a una reducción en ventas en el mercado al contado como resultado de la pandemia del COVID-19.
- Los ingresos totales de gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, disminuyeron en un 5% a \$60,9 millones en comparación con \$64,2 millones para el mismo período en 2019, lo cual es principalmente atribuible a la disminución de la producción de gas natural debida al COVID-19.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron en un 7% a \$35,3 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020 en comparación con \$33 millones para el mismo período en 2019. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron en un 11% a \$0,20 por acción básica de \$0,18 por acción básica.
- El EBITDAX aumentó en un 6% a \$45,9 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con \$43,1 millones para el mismo período en 2019.

- La Compañía realizó un ingreso neto \$1 millón para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con un ingreso neto de \$25,4 millones para el mismo período en 2019, lo que resultó en una disminución del 96% de un año a otro. El menor ingreso neto se debió a un gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$51,2 millones reconocido durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, principalmente debido a la eliminación de ciertos activos de impuesto diferido por pérdidas distintas a capital (ver la sección de “Gasto de Impuesto sobre la Renta” de este MD&A para mayores detalles).
- La ganancia operacional neta de gas natural y GNL de la Compañía fue de \$3,58 por Mcf en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020 y 2019. El precio de venta promedio, neto de transporte, aumentó debido a mayores precios de venta de gas en el mercado al contado. Sin embargo, el aumento fue compensado con un aumento en las regalías y los gastos operativos por Mcf. Los gastos operativos por Mcf aumentaron en un 10% a \$0,32 por Mcf durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con \$0,29 por Mcf para el mismo período en 2019, debido a actividades de mantenimiento retrasadas en el primer semestre del año por el COVID-19, que se recuperaron en el segundo semestre del año.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020 fueron de \$29,4 millones. Los gastos de capital netos incluyeron ajustes distintos a efectivo relacionados con obligaciones de desmantelamiento y activos arrendados por \$3,1 millones.
- A diciembre 31 de 2020, la Compañía tenía \$68,3 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$73,4 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer y Níspero en el bloque Esperanza, los campos Clarinete y Pandereta en el bloque VIM-5, y los campos Toronja, Arándala y Breva 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 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 han incluido la implementación de prohibiciones de viaje, períodos autoimpuestos de cuarentena y distanciamiento social, han causado un trastorno sustancial para las empresas en todo el mundo, lo que ha dado lugar a una recesión económica.

La mayoría de las empresas de energía del mundo se ha visto fuertemente afectada tanto por la drástica caída del precio mundial del petróleo como por la demanda relacionada con las medidas tomadas para limitar la pandemia del COVID-19. Canacol ha estado relativamente aislada de los efectos de los bajos precios del petróleo, dado el enfoque de la Compañía en la producción de gas natural, con la mayoría de las ventas de gas natural realizada bajo contratos en firme (*take-or-pay*) de volumen y precio fijos en USD en boca de pozo.

Los contratos de gas natural en firme de Canacol no han presentado casos de fuerza mayor, y los pagos por entregas están al día sin eventos de incumplimiento. A diciembre 31 de 2020, Canacol ha permitido que los compradores en firme difieran una parte de sus volúmenes contratados de 2020 no entregados, para ser entregados en noviembre de 2021 a más tardar. Como resultado del cierre en todo el país impuesto en Colombia en marzo 26 de 2020, la demanda de gas industrial, de la construcción y comercial disminuyó significativamente. Como resultado, la demanda de ventas de gas natural al contado y los precios de venta promedio realizados de la Compañía han sido afectados, lo cual es una minoría del portafolio de gas natural de la Compañía. A la fecha de este MD&A, el cierre en Colombia se está levantando gradualmente y la economía está mostrando signos recientes de recuperación, incluyendo una mayor demanda de ventas al contado de la Compañía en comparación con la demanda de 2020. Las ventas contractuales realizadas de gas natural en enero de 2021 y febrero de 2021 fueron de 177 Mcfpd y 187 Mcfpd, respectivamente, un aumento del 4% y el 10%, respectivamente, en comparación con las ventas contractuales realizadas de gas natural en el cuarto trimestre de 2020, de 169,8 Mcfpd.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, la Compañía inició la perforación del pozo de desarrollo Pandereta-8 en su bloque VIM-5. El pozo alcanzó 9.524 pies de profundidad medida (“ft md”) y encontró 168 pies de verdadera profundidad vertical (“TVD”) de zona productiva neta de gas en el depósito de Ciénaga de Oro (“CDO”). El pozo en las pruebas tuvo una tasa estable final de 15,3 MMscfpd de gas seco. El pozo ha sido completado y será conectado al colector para ser puesto en producción.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Fresa-1 situado en su bloque VIM-21. El pozo alcanzó 8.495 ft md y encontró 14,5 pies de TVD de zona productiva neta de gas dentro del depósito de arenisca de CDO. El pozo será conectado a producción permanente una vez sea completado.

En adición a sus pozos productivos, la Compañía tiene intereses en una serie de bloques de exploración en Colombia.

Promedio diario de producción y volúmenes de ventas contractuales realizadas

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas natural y GNL (MMscfpd)						
Producción de gas natural y GNL	170,087	180,986	(6%)	171,126	143,524	19%
Consumo de campos	(443)	(706)	(37%)	(42)	(1,501)	(97%)
Ventas de gas natural y GNL	169,644	180,280	(6%)	171,084	142,023	20%
Volúmenes en firme (2)	119	473	(75%)	516	580	(11%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	169,763	180,753	(6%)	171,600	142,603	20%
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	287	309	(7%)	291	351	(17%)
Movimientos de inventario y otros	13	(8)	n/a	(5)	5	n/a
Ventas de petróleo de Colombia	300	301	-	286	356	(20%)
Corporativo (boepd / bopd)						
Producción de gas natural y GNL	29,840	31,752	(6%)	30,022	25,180	19%
Producción de petróleo de Colombia	287	309	(7%)	291	351	(17%)
Producción total	30,127	32,061	(6%)	30,313	25,531	19%
Consumo de campos e inventario	(65)	(132)	(51%)	(12)	(259)	(95%)
Ventas corporativas totales	30,062	31,929	(6%)	30,301	25,272	20%
Volúmenes en firme (2)	21	83	(75%)	91	102	(11%)
Ventas contractuales realizadas totales	30,083	32,012	(6%)	30,392	25,374	20%

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 un monto de volumen de gas normalmente pequeño que es consumido a nivel del campo.
- 2) *Ingreso en firme* – Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por parte de compradores de la Compañía las cuales no se entregan, debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas natural o GNL, 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 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 un derecho legal de que se les haga entrega en una fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de compensación”). Estas nominaciones son pagadas en el momento, o a más tardar a finales de 2020, junto con el ingreso por ventas de gas natural y GNL e ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Compañía reconoce ingresos asociados con tales derechos de compensación (“liquidaciones”) al ocurrir lo primero entre: a) la entrega del volumen de compensación; b) la expiración del derecho de compensación; o c) la determinación de que es remota la probabilidad de utilización del derecho de compensación por el comprador.

La disminución del 6% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, se debe principalmente a la disminución en las ventas en el mercado al contado como resultado de la pandemia del COVID-19.

El aumento del 19% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, se debe a la culminación del ducto que conecta la instalación de procesamiento de gas natural de la Compañía en Cartagena, Colombia, a finales del tercer trimestre de 2019, compensada por ventas en el mercado al contado menores que las previstas debido a la pandemia de COVID-19. Además, durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, algunos compradores, bajo contratos en firme, demoraron sus entregas debido al COVID-19, las cuales se harán durante lo que resta de 2021.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2020 promediaron aproximadamente 169,8 MMscfpd y 171,6 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos nominados en firme sin la entrega efectiva de gas natural o GNL y la expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas.

La disminución en Colombia de los volúmenes de producción de petróleo durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, se debe principalmente a las disminuciones naturales de producción.

Ingresos netos de regalías y gastos de transporte

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 79,787	\$ 87,763	(9%)	\$ 315,623	\$ 268,848	17%
Gastos de transporte	(7,554)	(11,775)	(36%)	(32,015)	(22,224)	44%
Ingresos, netos de gastos de transporte	72,233	75,988	(5%)	283,608	246,624	15%
Regalías	(11,381)	(11,746)	(3%)	(43,264)	(34,219)	26%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 60,852	\$ 64,242	(5%)	\$ 240,344	\$ 212,405	13%
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 942	\$ 1,408	(33%)	\$ 3,377	\$ 6,733	(50%)
Gastos de transporte	(1)	(9)	(89%)	14	(333)	n/a
Ingresos, netos de gastos de transporte	941	1,399	(33%)	3,391	6,400	(47%)
Regalías	(71)	(106)	(33%)	(257)	(521)	(51%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 870	\$ 1,293	(33%)	\$ 3,134	\$ 5,879	(47%)
Corporativo						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 79,787	\$ 87,763	(9%)	\$ 315,623	\$ 268,848	17%
Ingresos de petróleo crudo	942	1,408	(33%)	3,377	6,733	(50%)
Ingresos totales	80,729	89,171	(9%)	319,000	275,581	16%
Regalías	(11,452)	(11,852)	(3%)	(43,521)	(34,740)	25%
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	69,277	77,319	(10%)	275,479	240,841	14%
Ingresos por comercialización de gas natural	2,195	—	n/a	2,195	—	n/a
Ingreso de gas natural y GNL en firme (2)	59	260	(77%)	1,131	1,238	(9%)
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías, según lo reportado	71,531	77,579	(8%)	278,805	242,079	15%
Gastos de transporte	(7,555)	(11,784)	(36%)	(32,001)	(22,557)	42%
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 63,976	\$ 65,795	(3%)	\$ 246,804	\$ 219,522	12%

Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL

Durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2020, la Compañía realizó \$0,1 millones y \$1,1 millones de ingreso en firme (según lo descrito en (2) en la página ocho en este MD&A), respectivamente, lo cual es equivalente a 0,1 MMscfpd y 0,5 MMscfpd de ventas de gas natural y GNL, respectivamente, sin entrega efectiva del gas natural o el GNL y la expiración de los derechos del cliente de tomar las entregas.

A diciembre 31 de 2020, la Compañía ha diferido ingresos por \$12,7 millones, relacionados con nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas para las cuales los compradores tienen el derecho legal de tomar la entrega en una fecha de vencimiento posterior dentro de los siguientes doce meses.

Gastos de transporte de gas natural

La Compañía vende su gas natural en la puerta de su planta de Jobo (de modo que el comprador paga los gastos de transporte y, en esa medida, Canacol no reporta un gasto de transporte), o vende su gas entregado en las sedes de los compradores (de modo que Canacol paga los gastos de transporte directamente y, en esa medida, reporta los gastos de transporte). En el último caso, los gastos de transporte de la Compañía en dichos contratos se compensan con precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios de venta realizados (netos de transporte) consistentes con el precio realizado de la Compañía en que el comprador paga los gastos de transporte. La mezcla de estos dos tipos de opciones de entrega varía de un contrato a otro y de un trimestre a otro, por lo que la Compañía se refiere a un precio de venta realizado que, en cualquier caso, es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de quién incurre en el gasto de transporte.

Los gastos de transporte de gas natural disminuyeron un 36% y aumentaron un 44% durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente, debido principalmente a la disminución y al aumento en el volumen de ventas de gas natural sujeto a gastos de transporte, según lo descrito arriba, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente.

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 un factor x de regalía adicional a tasas del 13% y el 3%, respectivamente. La tasa de regalía del gas natural fue algo más alta que en períodos previos, de 15.8% y 15.3% durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2020, respectivamente, debido principalmente a una mayor producción en el bloque VIM-5 de la Compañía, el cual está sujeto a una tasa de regalía más alta.

Precios promedio de referencia y realizados de venta, netos de transporte

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Precios promedio de referencia						
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 2.77	\$ 2.42	14%	\$ 2.13	\$ 2.53	(16%)
Alberta Energy Company (\$/Mcf)	\$ 2.18	\$ 1.88	16%	\$ 1.68	\$ 1.29	30%
Brent (\$/bbl)	\$ 45.21	\$ 62.62	(28%)	\$ 43.28	\$ 64.24	(33%)
Precios promedio de venta, netos de transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.63	\$ 4.58	1%	\$ 4.53	\$ 4.76	(5%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 34.09	\$ 50.52	(33%)	\$ 32.40	\$ 49.25	(34%)
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 26.46	\$ 26.34	-	\$ 25.88	\$ 27.43	(6%)

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 portafolio vendida en el mercado al contado. Los gastos de transporte de la Compañía relacionados con las ventas al contado se compensan con precios de venta brutos más altos, lo que resulta en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos a precio fijo de la Compañía.

El aumento en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, se debe a una mayor demanda de ventas al contado, en comparación con el mismo período en 2019.

La disminución en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, se debe principalmente a una menor demanda de ventas al contado como resultado de la pandemia del COVID-19.

La disminución en los precios promedio de venta de petróleo crudo durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, se debe principalmente a menores precios de referencia del petróleo crudo.

Gastos operacionales

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 4,961	\$ 4,798	3%	\$ 16,815	\$ 14,628	15%
Petróleo de Colombia	234	543	(57%)	1,190	2,510	(53%)
Gastos operacionales totales	\$ 5,195	\$ 5,341	(3%)	\$ 18,005	\$ 17,138	5%
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.32	\$ 0.29	10%	\$ 0.27	\$ 0.28	(4%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 8.48	\$ 19.61	(57%)	\$ 11.37	\$ 19.32	(41%)
Corporativo (\$/boe)	\$ 1.88	\$ 1.82	3%	\$ 1.62	\$ 1.86	(13%)

Los gastos operacionales de gas natural y GNL por Mcf aumentaron en un 10% a \$0,32 por Mcf para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con \$0,29 por Mcf para el mismo período en 2019. El aumento se debe principalmente a las actividades de mantenimiento retrasadas durante el primer semestre del año como resultado del COVID-19, las cuales se hicieron en el segundo semestre del año. Además, menores volúmenes de ventas de gas natural durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, resultaron en mayores gastos operativos debido a que los gastos operativos de la Compañía son en su mayoría fijos.

Los gastos operacionales de gas natural y GNL por Mcf disminuyeron en un 4% a \$0,27 por Mcf para el año terminado en diciembre 31 de 2020, en comparación con \$0,28 por 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 expansión del gasoducto a finales del tercer trimestre de 2019 pues los gastos operativos de la Compañía son en su mayoría fijos.

Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.63	\$ 4.58	1%	\$ 4.53	\$ 4.76	(5%)
Regalías	(0.73)	(0.71)	3%	(0.69)	(0.66)	5%
Gastos operacionales	(0.32)	(0.29)	10%	(0.27)	(0.28)	(4%)
Ganancia operacional neta	\$ 3.58	\$ 3.58	—	\$ 3.57	\$ 3.82	(7%)

\$/bbl	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 34.09	\$ 50.52	(33%)	\$ 32.40	\$ 49.25	(34%)
Regalías	(2.57)	(3.83)	(33%)	(2.46)	(4.01)	(39%)
Gastos operacionales	(8.48)	(19.61)	(57%)	(11.37)	(19.32)	(41%)
Ganancia operacional neta	\$ 23.04	\$ 27.08	(15%)	\$ 18.57	\$ 25.92	(28%)

\$/boe	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Corporativo						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 26.46	\$ 26.34	—	\$ 25.88	\$ 27.43	(6%)
Regalías	(4.14)	(4.03)	3%	(3.92)	(3.77)	4%
Gastos operacionales	(1.88)	(1.82)	3%	(1.62)	(1.86)	(13%)
Ganancia operacional neta	\$ 20.44	\$ 20.49	—	\$ 20.34	\$ 21.80	(7%)

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Costos brutos	\$ 9,783	\$ 14,449	(32%)	\$ 32,513	\$ 35,337	(8%)
Menos: montos capitalizados	(1,885)	(2,282)	(17%)	(5,684)	(6,364)	(11%)
Gastos generales y administrativos	\$ 7,898	\$ 12,167	(35%)	\$ 26,829	\$ 28,973	(7%)
\$/boe	\$ 2.86	\$ 4.14	(31%)	\$ 2.42	\$ 3.14	(23%)

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) disminuyeron en un 32% durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, principalmente debido a que ciertos costos anuales de fin de año normalmente pagados al final del año ahora se generan en forma trimestral a lo largo del año, en adición a costos de despido pagados en el cuarto trimestre de 2019.

Los costos brutos G&A disminuyeron en un 8% durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, debido a menores costos de personal, incluidos costos de despido pagados en 2019, y la devaluación del peso colombiano (“COP”) y el dólar canadiense (“CAD”) con respecto al USD durante el año terminado en diciembre 31 de 2020.

Los G&A por boe disminuyeron en un 31% y un 23% durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente. La disminución se debe principalmente a menores costos G&A y al aumento de la producción de gas natural durante el año terminado en diciembre 31 de 2020. Se espera que los costos brutos se mantengan estables a medida que crezca la base de producción de la Compañía, lo cual hará que los G&A por boe sigan disminuyendo en lo sucesivo.

Gasto de financiación neto

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,533	\$ 7,486	1%	\$ 28,662	\$ 29,505	(3%)
Gastos de financiación netos distintos a efectivo	891	835	7%	2,350	3,397	(31%)
Gasto financiero neto	\$ 8,424	\$ 8,321	1%	\$ 31,012	\$ 32,902	(6%)

El gasto de financiación neto disminuyó durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, principalmente como resultado de: i) ingreso de interés de \$1 millón causado sobre recursos debidos a la Compañía relacionados con la liquidación de un litigio resuelto en favor de la Compañía y ii) una ganancia por modificación de deuda de \$1,2 millones relacionada con modificación de Deuda Bancaria.

Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gasto de remuneración basada en acciones	\$ (109)	\$ 581	n/a	\$ 1,509	\$ 3,398	(56%)
Gasto de unidades de acciones restringidas	639	746	(14%)	4,400	4,523	(3%)
Gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 530	\$ 1,327	(60%)	\$ 5,909	\$ 7,921	(25%)

El gasto de remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas reconocido sobre una base de maduración gradual durante el término de otorgamiento. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas se estimó con el uso del modelo Black-Scholes de fijación de precios de opciones.

El gasto de remuneración basada en acciones disminuyó durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, debido a la reducción del valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas como resultado del impacto de la distribución de dividendos de 2020 de la Compañía.

Gasto de agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 16,314	\$ 16,842	(3%)	\$ 64,539	\$ 54,283	19%
\$/boe	\$ 5.90	\$ 5.73	3%	\$ 5.82	\$ 5.88	(1%)

El gasto de agotamiento y depreciación disminuyó en un 3% durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019, principalmente debido a una menor producción de gas natural.

El gasto de agotamiento y depreciación aumentó en un 19% durante el año terminado en diciembre 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 de Jobo 3, el agotamiento de los costos de la planta de GNL y el agotamiento del bloque Rancho Hermoso, previamente no agotado pues estaba clasificado como un activo mantenido para la venta desde el tercer trimestre de 2019.

Gasto de impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2019	2018	2019	2018
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 8,082	\$ 9,302	\$ 30,769	\$ 32,058
Gasto de impuesto sobre la renta diferido (recuperación)	12,067	(15,632)	51,370	(1,571)
Gasto de impuesto sobre la renta (recuperación)	\$ 20,149	\$ (6,330)	\$ 82,139	\$ 30,487

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

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, la Compañía reconoció un gasto de impuesto diferido de \$51,4 millones (recuperación de impuesto diferido de \$1,6 millones en 2019) relacionado principalmente con una

provisión de valuación de \$37,9 millones y el impacto cambiario en las pérdidas de impuestos no usadas y los fondos de capital de la Compañía de \$8,8 millones.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, en un esfuerzo por simplificar la estructura organizacional de Canacol, la Compañía fusionó algunas entidades (la "Fusión") mediante un proceso de fusión por absorción según lo permitido bajo la ley colombiana. La entidad absorbente tenía pérdidas distintas a capital que fueron previamente reconocidas como un activo de impuesto diferido. Posteriormente a la culminación de la Fusión, el Consejo de Estado de Colombia emitió una sentencia de unificación sobre el tratamiento de las pérdidas de impuestos en el contexto de las fusiones. Esta sentencia limita significativamente la capacidad de la entidad absorbente de utilizar sus pérdidas existentes después a la fusión. Por más de quince años ha sido aceptado por las Autoridades Tributarias colombianas y en decisiones del Consejo de Estado que, en el caso de fusiones, la compañía absorbente puede utilizar el 100% de sus pérdidas de impuestos acumuladas hasta la fusión para compensar ganancias futuras realizadas después de la fusión. La Compañía está en el proceso de presentar una demanda de inconstitucionalidad contra la interpretación del artículo correspondiente del Estatuto Tributario de Colombia ante la Corte Constitucional con base en que dicha nueva interpretación viola los principios constitucionales de Justicia, Equidad y Neutralidad Tributarias y que, con base en la nueva interpretación del Consejo de Estado, la parte respectiva del artículo debe ser declarada inconstitucional. Como el resultado de la impugnación actualmente es desconocido, la Compañía ha reconocido una provisión de valuación de \$29,8 millones en relación con tales pérdidas distintas a capital. En el evento de que la impugnación ante la Corte Constitucional tenga éxito, en ese momento la Compañía reconocerá un activo de impuesto diferido y realizará una recuperación de impuesto diferido ya que tendrá la capacidad de utilizar las pérdidas contra ingreso gravable futuro. Se espera que este proceso sea resuelto durante el próximo año.

Activos y pasivos mantenidos para la venta

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2019, la Compañía clasificó los costos y correspondientes pasivos relacionados con su bloque Rancho Hermoso como activos y pasivos mantenidos para la venta debido a su intención de vender su participación en la explotación dentro del año siguiente a diciembre 31 de 2019. A diciembre 31 de 2019, los activos y pasivos mantenidos para la venta fueron reconocidos a sus valores en libros de \$8 millones y \$10,6 millones, respectivamente, que fueron los más bajos entre los valores en libros y el valor razonable estimado menos el costo de venta.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, la Compañía reclasificó ciertos costos y obligaciones de desmantelamiento en relación con su bloque Rancho Hermoso que estaban como activos y pasivos previamente mantenidos para la venta, debido a que la disposición de dicho bloque dentro de los siguientes doce meses ya no era altamente probable.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2020	2019	2020	2019
Perforación y completamientos	\$ 14,797	\$ 3,828	\$ 44,434	\$ 33,609
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	7,995	4,895	24,516	35,829
Tierra, sísmica, comunidades y otros	1,637	6,162	10,874	27,258
G&A capitalizados	1,885	2,282	5,684	6,364
Recursos netos provenientes de la disposición de propiedades, planta y equipo	(56)	(407)	(114)	(12,379)
Gastos de capital netos en efectivo	26,258	16,760	85,394	90,681
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos arrendados de derecho de uso	239	4,285	1,664	8,797
Disposición	(142)	(263)	(295)	(2,797)
Otros costos y ajustes distintos a efectivo ⁽¹⁾	3,011	732	(2,799)	3,806
Gastos de capital netos	\$ 29,366	\$ 21,514	\$ 83,964	\$ 100,487
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 8,747	\$ 9,437	\$ 25,511	\$ 36,778
Gastos en propiedades, planta y equipo	20,817	12,747	58,862	78,885
Disposición	(198)	(670)	(409)	(15,176)
Gastos de capital netos	\$ 29,366	\$ 21,514	\$ 83,964	\$ 100,487

(1) Otros costos y ajustes distintos a efectivo se refieren a cambios en estimados relacionados con obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020 se relacionan principalmente con:

- Perforación y completamiento del pozo de desarrollo Pandereta-4.
- Perforación y completamiento del pozo de exploración Fresa-1.
- Costos de acondicionamientos e instalaciones en el bloque Esperanza; y
- Costos previos a la perforación del pozo de desarrollo Oboe-2 y el pozo de exploración Flauta-1.

Liquidez y recursos de capital

Riesgo de moneda extranjera

En diciembre 31 de 2020, la tasa de cambio de COP a USD fue de 3.433:1 (diciembre 31 de 2019 – 3.277:1) y la tasa de cambio de CAD a USD fue de 1,27:1 (diciembre 31 de 2019 – 1.30:1). La devaluación del 5% del COP y la valoración del 2% del CAD resultaron en la reducción de ciertos gastos y pasivos a diciembre 31 de 2020 y durante el año terminado en esa fecha. Además, \$8,8 millones del gasto total de impuesto de renta diferido de \$51,4 millones reconocido durante el año terminado en diciembre 31 de 2020 fueron como resultado de la devaluación del COP frente al USD.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, la Compañía mantuvo un contrato de cambio de moneda extranjera bajo los siguientes términos:

Plazo	Capital	Tipo	Rango de Tasa de Cambio
Agosto de 2019 – 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 cambio de moneda extranjera expiró en diciembre 31 de 2020 y la Compañía no ha celebrado un nuevo contrato.

Como consecuencia de los recientes eventos mundiales, la Compañía se benefició de la depreciación del COP y el CAD. La disminución 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 cambio de moneda extranjera, que históricamente fue “dentro del dinero”, parcialmente redujo los ahorros hasta su expiración en julio de 2020.

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital para tener flexibilidad en el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía administra su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda de largo plazo, el pasivo de liquidación de litigios, las obligaciones de arrendamiento y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes excluyendo la porción corriente de obligaciones de largo plazo. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía de tiempo en tiempo puede emitir o recomprar acciones ordinarias u otros títulos, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles actuales y proyectados de deuda. Durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2020, la Compañía recompró 1.187.400 y 2.011.123 acciones ordinarias de la Compañía, a un costo de \$3,2 millones y \$5,5 millones, incluyendo costos de transacción, respectivamente.

En abril 21 de 2020, la Compañía celebró un acuerdo de crédito con el Banco de Occidente (“Préstamo Operativo”) y retiró un monto de capital de \$5 millones denominado en COP, para fines de liquidez adicional en COP, si se requería, con sujeción a una tasa de interés anual de Indicador Bancario de Referencia (“IBR”) + 2% (el IBR fue de 2,9% a la fecha del acuerdo). El IBR es una tasa de interés de referencia de corto plazo del banco central colombiano para préstamos denominados en COP, que refleja el precio al cual los bancos están dispuestos a ofrecer o captar recursos en el mercado monetario. Los términos de pago del capital consisten en dos cuotas iguales, una de ellas pagada en octubre 18 de 2020, con el saldo pagadero en abril 16 de 2021.

En junio 11 de 2020, la Compañía realizó el primer pago de \$2,7 millones de capital de la Deuda con Bancos. En junio 30 de 2020, la Compañía celebró un acuerdo para modificar los términos de la Deuda con Bancos. El acuerdo incluyó la revisión de los siguientes términos: i) la tasa de interés fija original de 6,875% fue modificada por una tasa de interés flotante de LIBOR + 4,25% (la tasa LIBOR fue de 0,3% a la fecha de modificación), y ii) los once pagos de capital trimestrales iguales originales, que comenzaron en junio 11 de 2020, fueron modificados por siete pagos de capital trimestrales iguales que comenzarán en diciembre 11 de 2021.

En julio 31 de 2020, la Compañía contrató una línea de crédito rotativo preferencial no garantizado de \$46 millones (“RCF” [por sus siglas en inglés]) y un préstamo puente a término preferencial no garantizado de \$75 millones (el “Préstamo Puente”) con un sindicato de bancos. Está previsto usar el Préstamo Puente para la construcción y propiedad de un ducto desde las operaciones de la Compañía hasta Medellín, Colombia (el “Proyecto”). El Préstamo Puente tiene una tasa de interés de LIBOR + 4,25%, un plazo de dos años y la capacidad de la Compañía de pagar el Préstamo Puente en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. El RCF tiene una tasa de interés de LIBOR + 4,75%, un plazo de tres años y la capacidad de la Compañía de pagar/volver a retirar el RCF en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Canacol pagará una comisión de compromiso sobre el Préstamo Puente y el RCF del 30% de los respectivos márgenes de interés de 4,25% y 4,75% sobre todo monto no retirado durante el plazo.

En agosto 28 de 2020, la Compañía retiró los \$25 millones iniciales del Préstamo Puente, netos de costos de transacción de \$3,1 millones, los cuales serán usados para los costos de ingeniería iniciales y la licencia ambiental en relación con el Proyecto. Los restantes \$50 millones están disponibles para ser retirados en cualquier momento hasta doce meses desde la fecha de cierre, y actualmente están presupuestados para materiales de construcción del Proyecto. El RCF permanece sin retiro a diciembre 31 de 2020.

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 las obligaciones de largo plazo pendientes menos capital de trabajo, según lo definido anteriormente. Con el fin de facilitar la administración de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores variantes

que incluyen precios actuales y proyectados de productos básicos, cambios en la estructura de capital, ejecución del plan de negocios de la Compañía y condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y se preparan y revisan actualizaciones según sea necesario.

Los Títulos Preferenciales, la Deuda con Bancos y el Préstamo Puente de la Compañía incluyen varios pactos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos estándares operativos del negocio. La deuda con bancos también está sujeta a varios pactos financieros, incluyendo una razón máxima de deuda total consolidada menos efectivo y equivalentes a efectivo a EBITDAX de los últimos 12 meses (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de 3,50:1,00 y una razón mínima de EBITDAX de los últimos 12 meses a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo, (“Razón de Cobertura de Interés Consolidado”) de 2,50:1,00. A diciembre 31 de 2020, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Diciembre 31 de 2020	Diciembre 31 de 2019
Títulos Preferenciales – capital (7,25%)	\$ 320,000	\$ 320,000
Deuda con Bancos - capital (LIBOR + 4,25%)	30,000	30,000
Préstamo Puente – capital (LIBOR + 4,25%)	25,000	—
Préstamo operativo – capital (IBR + 2%)	2,913	—
Pasivo de liquidación de litigio (8,74%)	14,353	15,848
Obligación de arrendamiento (5,1%)	22,943	27,098
Deuda total	415,209	392,946
Menos: superávit de capital de trabajo	(73,404)	(50,676)
Deuda neta	\$ 341,805	\$ 342,270

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

	Diciembre 31 de 2020	Diciembre 31 de 2019
Deuda total	\$ 415,209	\$ 392,946
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(68,280)	(41,239)
Deuda neta para efectos de los pactos	\$ 346,929	\$ 351,707
EBITDAX	\$ 187,528	\$ 167,515
Razón de Apalancamiento Consolidado	1.85	2.10

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

	Diciembre 31 de 2020	Diciembre 31 de 2019
EBITDAX	\$ 187,528	\$ 167,515
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 30,788	\$ 30,788
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	6.09	5.44

A marzo 17 de 2021, la Compañía tenía en circulación 179,5 millones de acciones ordinarias y 12,7 millones de opciones de compra de acciones, y no tenía en circulación unidades de acciones restringidas.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a diciembre 31 de 2020:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo – capital	\$ 7,199	\$ 50,714	\$ 320,000	\$ 377,913
Obligaciones de arrendamiento – no descontadas	5,254	8,220	12,669	26,143
Cuentas por pagar, comerciales y otras	45,176	—	—	45,176
Dividendo por pagar	7,332	—	—	7,332
Impuestos por pagar	12,916	—	—	12,916
Pasivo de liquidación de litigio	574	1,354	12,425	14,353
Otras obligaciones de largo plazo	—	3,131	—	3,131
Unidades de acciones restringidas	1,966	—	—	1,966
Contratos de exploración y producción	22,767	14,446	4,653	41,866
Contratos de operación de estación de compresión	2,608	5,374	11,413	19,395
	\$ 105,792	\$ 83,239	\$ 361,160	\$ 550,191

Cartas de crédito

A diciembre 31 de 2020, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$79,5 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$11,3 millones están relacionados con ciertos activos previamente vendidos, que están previstos para ser transferidos a Arrow a más tardar a finales de 2021. Posteriormente a diciembre 31 de 2020, \$7,2 millones de los \$11,3 millones de las cartas de crédito de Arrow fueron cancelados.

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos de exploración pendientes a diciembre 31 de 2020 por \$41,9 millones y ha emitido \$30,3 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

Transacciones con partes relacionadas

La Compañía tiene cinco millones de acciones de Arrow Exploration Ltd. (“Arrow”) valoradas en \$0,5 millones a diciembre 31 de 2020 (2019 - \$0,8 millones). Dos miembros de la administración clave de Canacol son también miembros de la junta directiva de Arrow.

PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2021, la Compañía está enfocada en los siguientes objetivos operacionales: 1) la perforación de doce pozos de exploración, evaluación y desarrollo en un programa continuo con el fin de alcanzar una razón de reemplazo de reservas 2P de más del 200 por ciento; 2) la adquisición de 655 kilómetros cuadrados de sísmica de 3D en los bloques VIM-5 y SSJN-7 de la Compañía para ampliar su inventario de prospectos de exploración; 3) la firma de un acuerdo definitivo para construir un nuevo gasoducto desde la planta de procesamiento de gas natural de Jobo hasta Medellín, Colombia, que aumentará las ventas de gas natural de la Compañía en 100 MMscfpd adicionales en 2024; y 4) continuar con su compromiso de fortalecer la estrategia y el reporte ambiental, social y de gobierno, con el fin de mejorar la clasificación de la Corporación en varios índices de sostenibilidad.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2020				2019			
	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1
Financieros								
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte	63,976	57,429	54,405	70,994	65,795	56,634	47,689	49,404
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	35,251	33,409	31,181	45,281	33,004	36,420	25,583	29,907
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.18	0.17	0.25	0.18	0.20	0.14	0.17
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.20	0.18	0.17	0.25	0.18	0.20	0.14	0.17
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ⁽²⁾	921	2,609	17,715	(25,988)	25,432	663	1,878	6,274
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.01	0.01	0.10	(0.14)	0.14	—	0.01	0.03
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.01	0.01	0.10	(0.14)	0.14	—	0.01	0.03
EBITDAX ⁽¹⁾	45,941	42,303	40,415	58,870	43,144	46,037	37,008	39,822
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	179,764	180,980	180,916	180,931	179,238	178,273	177,381	177,547
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	179,764	181,495	181,484	181,811	181,412	180,873	178,979	179,637
Gastos de capital, netos	29,366	26,437	8,269	19,892	21,514	30,806	13,442	34,725
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	170,087	162,012	151,127	201,398	180,986	147,630	121,496	123,291
Petróleo de Colombia (bopd)	287	317	245	315	309	322	342	433
Total (boepd)	30,127	28,740	26,758	35,648	32,061	26,222	21,657	22,063
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	169,763	162,984	152,248	201,524	180,753	146,439	120,515	122,025
Petróleo de Colombia (bopd)	300	347	197	298	301	329	356	440
Total (boepd)	30,083	28,941	26,907	35,653	32,012	26,020	21,499	21,848
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.58	3.47	3.63	3.60	3.58	3.86	3.88	4.03
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	23.04	17.04	12.16	20.13	27.08	24.34	29.20	23.64
Corporativo (\$/boe)	20.44	19.76	20.61	20.49	20.49	22.06	22.27	23.00

(1) Medida no contemplada en las NIIF. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF".

(2) Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, la Compañía realizó una pérdida neta de \$4,6 millones únicamente como resultado de un gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$51,2 millones relacionado principalmente con la eliminación de ciertos activos de impuesto diferido por pérdidas distintas a capital (ver la sección de "Gasto de Impuesto sobre la Renta" de este MD&A para mayores detalles).

RESUMEN DE INFORMACIÓN ANUAL

Año terminado en diciembre 31 de	2020	2019	2018
Financiera			
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte	246,804	219,522	204,151
Ingreso (pérdida) neto e ingreso (pérdida) total ⁽³⁾	(4,743)	34,247	(21,835)
Por acción – básicos (\$)	(0.03)	0.19	(0.12)
Por acción – diluidos (\$)	(0.03)	0.19	(0.12)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	145,122	124,915	104,914
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.80	0.70	0.59
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.80	0.69	0.59
EBITDAX ⁽¹⁾	187,528	167,515	136,876
Efectivo	68,280	41,239	51,632
Activos totales	749,792	754,062	705,003
Deuda total	415,209	392,946	388,222
Gastos de capital, netos	83,964	100,487	127,591
Operativa			
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾			
Gas natural (Mcfpd)	171,126	143,524	112,102
Petróleo de Colombia (bopd)	291	351	1,546
Total (boepd) ⁽²⁾	30,313	25,531	21,213
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías⁽¹⁾			
Gas natural (Mcfpd)	171,600	142,603	113,261
Petróleo de Colombia (bopd)	286	356	1,581
Total (boepd)⁽²⁾	30,392	25,374	21,451
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾			
Gas natural (\$/Mcf)	3.57	3.82	3.80
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	18.57	25.92	31.18
Corporativa (\$/boe) ⁽²⁾	20.34	21.80	22.42

(1) Medida no contemplada en las NIIF. Ver la sección previa "Medidas que no están en las NIIF" en este MD&A.

(2) La Compañía ha excluido los resultados relacionados con el CPI de Ecuador en el año terminado en diciembre 31 de 2018 para fines comparativos.

(3) Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, la Compañía realizó una pérdida neta de \$4,6 millones como resultado de un gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$51,2 millones relacionado principalmente con la eliminación de ciertos activos de impuesto diferido por pérdidas distintas a capital (ver la sección de "Gasto de Impuesto sobre la Renta" de este MD&A para mayores detalles).

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

La Compañía está sujeta a varios factores de riesgo, que incluyen, sin limitarse a ellos: la volatilidad de los precios del gas natural y el petróleo crudo; los riesgos cambiarios y monetarios; los riesgos generales relacionados con operaciones extranjeras tales como las incertidumbres políticas, económicas, de regulación y otras en cuanto se refieran a políticas de inversión extranjera y políticas energéticas; el ejercicio, de tiempo en tiempo, de una influencia importante de los gobiernos en la economía para controlar la inflación; el desarrollo de regulaciones ambientales en jurisdicciones extranjeras; el descubrimiento de nuevas reservas de gas natural y petróleo; la concentración de transacciones de ventas en unos pocos clientes grandes; y gastos sustanciales de capital para la adquisición, la exploración, el desarrollo y la producción de reservas de gas natural y petróleo crudo en el largo plazo, para los cuales se requieran financiacines adicionales con el fin de implementar el plan de negocio de la Compañía.

En enero 30 de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró al brote de COVID-19 como una Emergencia de Salud Pública de Interés Internacional, y en marzo 11 de 2020 caracterizó al COVID-19 como una pandemia. Un brote local, regional, nacional o internacional de una enfermedad contagiosa, como el COVID-19 u otras enfermedades similares, puede resultar en: una disminución significativa de la actividad económica en la región operacional de Colombia, fluctuaciones monetarias, una reducción de las personas dispuestas a viajar, restricciones de movilidad impuestas u otras medidas de cuarentena mediante regulación gubernamental, e interrupciones del negocio debidas a brotes o cuarentenas requeridas en una o más sedes de la Compañía. En tanto se espera que los efectos de este brote sean temporales, la duración y la magnitud de las potenciales interrupciones de negocios actualmente son desconocidas y pueden tener un efecto adverso significativo en la situación y los resultados financieros de la Compañía.

La volatilidad periódica de los mercados financieros y de capitales puede limitar severamente el acceso a capital; sin embargo, la Compañía en el pasado ha tenido éxito en poder atraer capital, y tiene suficiente flujo de caja esperado proveniente de las operaciones para apoyar sus operaciones, programa de capital y programa de dividendos actuales.

La Compañía está expuesta al riesgo cambiario y monetario como resultado de las fluctuaciones de las tasas de cambio a través de sus depósitos e inversiones en efectivo denominados en COP y CAD. Se espera que una buena parte de los ingresos y los fondos provenientes de actividades de financiación de la Compañía se reciba con referencia a precios denominados en USD, en tanto que una porción de sus costos operativos, de capital y generales y administrativos está denominada en COP y CAD. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2019, la Compañía adquirió un instrumento financiero de cobertura de tasa de cambio de COP a USD para mitigar su riesgo cambiario. El instrumento financiero de cobertura de tasa de cambio expiró en julio de 2020. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2020, la Compañía no suscribió ninguna cobertura de divisas.

La mayor parte de la deuda de la Compañía que causa intereses, incluidos los Títulos Preferenciales y el Pasivo por Liquidación de Litigio, está sujeta a tasas de interés fijas, lo cual limita la exposición de la Compañía al riesgo de tasa de interés. La Deuda con Bancos, el Préstamo Puente y el Préstamo Operativo de la Compañía están sujetos a tasas de interés variables. El resto de los activos y pasivos financieros de la Compañía no está expuesto al riesgo de tasa de interés.

Las fluctuaciones de los precios al contado del gas natural no solamente impactarán los ingresos de la Compañía, sino que también pueden impactar la capacidad de la Compañía de obtener capital, si ello es necesario, lo cual no se espera actualmente. La exposición de la Compañía a la volatilidad de los precios al contado del gas natural está limitada pues una porción significativa de las ventas de gas natural de la Compañía se hace bajo contratos con precios fijos.

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

La Compañía procura mitigar su exposición a riesgos operacionales y del negocio con el mantenimiento de una cobertura global de seguro sobre sus activos y operaciones, el empleo o la contratación de técnicos y profesionales competentes, la institución y el mantenimiento de estándares y procedimientos operacionales de salud, seguridad y medio ambiente, y el mantenimiento de un enfoque prudente en relación con las actividades de exploración y desarrollo. La Compañía también se dirige a sus accionistas y regularmente reporta a los mismos en relación con el impacto de los riesgos, y ajusta los valores en libros de activos que puedan no ser recuperables.

Una presentación más completa de los riesgos y las incertidumbres está contenida en el Formulario de Información Anual de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2020, según fue radicado en SEDAR, el cual se incorpora al presente documento por referencia.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía no ha implementado nuevas políticas contables durante el año terminado en diciembre 31 de 2020. En los estados financieros se presentan análisis detallados 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 importante es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con la revelación pública, y que la información que deba ser revelada por el emisor conforme a la legislación de valores es registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación de valores. El Director Ejecutivo (“CEO”) y el Director Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la administración, han diseñado los C&PR, o han hecho que los mismos se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los C&PR de la Compañía a diciembre 31 de 2020. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los C&PR de la Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2020.

Controles internos de informes financieros

El CEO y el CFO, con la participación de otros miembros de la administración, son responsables de establecer y mantener Controles Internos de Informes Financieros (“CIIF”) adecuados para ofrecer una seguridad razonable sobre la confiabilidad de los estados financieros preparados conforme a las NIIF. El CEO y el CFO de la Compañía, con el apoyo de la administración, han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los CIIF de la Compañía a diciembre 31 de 2020, con base en los criterios descritos en “Control Interno - Marco Integrado” emitido en 2013 por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los CIIF de la Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2020.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2020, no ha habido cambios en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, considera 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.