

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2021



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	65,818	70,994	(7%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	38,085	45,281	(16%)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.21	0.25	(16%)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.21	0.25	(16%)
Ingreso (pérdida) neto y otro ingreso (pérdida) total ⁽²⁾	(3,062)	(25,988)	(88%)
Por acción – básicos (\$) ⁽²⁾	(0.02)	(0.14)	(86%)
Por acción – diluidos (\$) ⁽²⁾	(0.02)	(0.14)	(86%)
Flujo de caja aportado por actividades operativas	37,900	38,018	—
Por acción – básico (\$) ⁽²⁾	0.21	0.21	—
Por acción – diluido (\$) ⁽²⁾	0.21	0.21	—
EBITDAX ⁽¹⁾	46,716	58,869	(21%)
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico (\$)	179,515	180,931	(1%)
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido (\$)	179,515	181,811	(1%)
Gastos de capital, netos de disposiciones	27,844	19,892	40%
	Marzo 31 de 2021	Diciembre 31 de 2020	Cambio
Efectivo y equivalentes a efectivo	71,501	68,280	5%
Superávit de capital de trabajo	66,545	73,404	(9%)
Deuda total	412,112	415,209	(1%)
Activos totales	751,857	749,792	—
Acciones ordinarias, final del período (000)	179,515	179,515	—
	Tres meses terminados en marzo 31 de		
Operativos	2021	2020	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (MMscfpd)	179,474	201,398	(11%)
Petróleo de Colombia (bopd)	256	315	(19%)
Total (boepd)	31,743	35,648	(11%)
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (MMscfpd)	177,633	201,524	(12%)
Petróleo de Colombia (bopd)	307	298	3%
Total (boepd)	31,471	35,653	(12%)
Ganancia operacional neta ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.36	3.60	(7%)
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	34.06	20.13	69%
Corporativo (\$/boe)	19.33	20.49	(6%)

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

(2) La pérdida neta realizada durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 se debe principalmente al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$11.3 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del peso colombiano (“COP”) en el valor de las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de gas natural en Colombia. La oficina principal de la Compañía está situada en 2650, 585 - 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la “TSX”) bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo 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 mayo 12 de 2021 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2020, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí están expresados en dólares de Estados Unidos (“USD”), salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas están 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, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de gas natural y petróleo de tales proyectos principales, o que las licencias ambientales exigidas para la construcción de la tubería desde las operaciones de la Compañía a Medellín serán obtenidas, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías valoradas 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, o implícitos, en estos planteamientos de proyecciones a futuro y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportarán a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.*

Además de la información histórica, este MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos y pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados o las consecuencias reales difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos de proyecciones a futuro. 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 para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados con las operaciones de gas natural y petróleo, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía y están sujetos a un mayor grado de incertidumbre debido al COVID-19. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

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

Medidas que no están en las NIIF – Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos ajustados provenientes de sus operaciones y el EBITDAX, que son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento y los cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo. El EBITDAX es calculado en forma continua para los últimos 12 meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustado(a) para intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, costos previos a la licencia y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. La Compañía considera que estas son medidas claves para demostrar su capacidad de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital, para el pago de dividendos y para el pago de su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa a, ni como más significativas que, el efectivo aportado por actividades operativas o el ingreso (pérdida) neto(a) y el(la) ingreso (pérdida) total según lo determinado conforme a las NIIF como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras compañías.

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

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2021	2020
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 37,900	\$ 38,018
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	185	7,263
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 38,085	\$ 45,281

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

	2020		2021		Período total
	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ⁽¹⁾	\$ 17,715	\$ 2,609	\$ 921	\$ (3,062)	\$ 18,183
(+) Gasto de interés	7,705	7,602	7,850	7,754	30,911
(+) Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta	(3,754)	14,864	20,149	17,137	48,396
(+) Agotamiento y depreciación	16,226	14,045	16,314	16,903	63,488
(+) Gastos de exploración	—	—	—	5,904	5,904
(+) Costos previos a la licencia	285	395	191	163	1,034
(+/-) Ganancia (pérdida) en diferencia en cambio no realizada	747	(327)	(524)	584	480
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	1,491	3,115	1,040	1,333	6,979
EBITDAX	\$ 40,415	\$ 42,303	\$ 45,941	\$ 46,716	\$ 175,375

(1) La pérdida neta realizada durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 se debe principalmente al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$11.3 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, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

En adición a lo anterior, la administración usa medidas de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluyendo la porción corriente de obligaciones de largo plazo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como el ingreso, neto de gasto de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculada por unidades de volúmenes de ventas. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad en relación con los precios corrientes de productos básicos.

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

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

Aspectos financieros y operacionales destacados para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021

- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) disminuyeron un 12% a 177.6 MMscfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con 201.5 MMscfpd para el mismo período en 2020. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL disminuyeron un 11% a 179.5 MMscfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con 201.4 MMscfpd para el mismo período en 2020, lo que se debe a algunos compradores bajo contratos en firme que utilizaron una gran parte de su tiempo de suspensión contractual anual, debido a mantenimiento regular, y una disminución en las ventas del mercado al contado como resultado de la pandemia del COVID-19.
- El ingreso total de gas natural y GNL, neto de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, disminuyó un 17% a \$58.2 millones, en comparación con \$69.9 millones para el mismo período en 2020, lo cual es principalmente atribuible a la disminución de la producción de gas natural y precios de venta de gas más bajos, netos de costos de transporte.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones disminuyeron un 16% a \$38.1 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con \$45.3 millones para el mismo período en 2020. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica disminuyeron un 16% a \$0.21 por acción básica de \$0.25 por acción básica.
- El EBITDAX disminuyó un 21% a \$46.7 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con \$58.9 millones para el mismo período en 2020.
- La Compañía realizó una pérdida neta de \$3.1 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con una pérdida neta de \$26 millones para el mismo período en 2020, resultando en una disminución del 88% de un año a otro. La pérdida neta se debe principalmente a un gasto de impuesto de renta diferido \$11.3 millones, el cual se debe totalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del peso colombiano (“COP”) en el valor de las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos según se explica con más detalle en la sección de “Impuesto sobre la renta” de este MD&A.
- La ganancia operacional neta de gas natural y GNL de la Compañía disminuyó un 7% a \$3.36 por Mcf en los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con \$3.60 por Mcf para el mismo período en 2020. La disminución se debe principalmente al promedio más bajo de precios realizados, netos de transporte, en relación con contratos en firme y demanda más baja de ventas al contado como resultado de la pandemia del COVID-19. Adicionalmente, los gastos operativos por Mcf aumentaron el 27% a \$0.28 por Mcf durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con \$0.22 por Mcf para el mismo período en 2020, principalmente debido a mayores costos de ingeniería de yacimientos relacionados con ciertas pruebas de pozos y menores volúmenes de ventas de gas natural durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 fueron de \$27.8 millones. Los gastos de capital netos incluyeron ajustes distintos a efectivo principalmente relacionados con obligaciones de desmantelamiento de \$0.7 millones.
- A marzo 31 de 2021, la Compañía tenía \$71.5 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$66.5 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, 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 y Pandereta, 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 incluyó petróleo crudo de su propiedad Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”). La producción de GNL de la Compañía fue inferior al uno por ciento de la producción total de gas natural y GNL, por lo cual los resultados han sido combinados como “Gas natural y GNL”.

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, promulgaron medidas de emergencia para combatir la propagación del virus. Estas medidas, que incluyen la implementación de prohibiciones de viaje, períodos autoimpuestos de cuarentena y distanciamiento social, han producido una interrupción sustancial de los negocios a nivel global, la cual se traduce en una recesión económica.

La mayoría de las compañías de energía en todo el mundo fue fuertemente impactada por la drástica caída del precio mundial del petróleo y 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 de volumen fijo y precio en firme en USD en boca de pozo.

En marzo 26 de 2020, el gobierno de Colombia impuso un cierre en todo el país y, como resultado, la demanda de gas de la industria, la construcción y el comercio disminuyó significativamente. La demanda de ventas al contado y los precios promedios realizados de ventas de gas natural de la Compañía fueron, en consecuencia, impactados, lo cual compone una minoría de la cartera de gas natural de la Compañía. Los contratos de gas natural en firme de Canacol no presentaron casos de fuerza mayor ni eventos de incumplimiento en los pagos por las entregas. Sin embargo, durante el resto de 2020, Canacol permitió a los compradores en firme diferir una parte de sus volúmenes contratados no entregados, para ser entregados a más tardar en noviembre de 2021.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, el cierre colombiano fue levantado gradualmente y la economía mostró signos 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 durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 fueron de 177.6 MMscfpd, aumentadas en comparación con 162.8 MMscfpd realizados durante los últimos nueve meses terminados en diciembre 31 de 2020, desde el comienzo de la pandemia. Sin embargo, las ventas contractuales realizadas de gas natural no se han recuperado totalmente a los niveles de antes de la pandemia de 201.5 MMscfpd realizados durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, la Compañía perforó el pozo de exploración Flauta-1 localizado en su bloque VIM-5 en busca de gas dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro (“CDO”). El pozo no encontró gas comercial y ha sido taponado y abandonado.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Oboe-2 localizado en su bloque VIM-5 en busca de gas dentro del depósito de arenisca de CDO. El pozo ha sido completado y conectado a la instalación de procesamiento de gas de Jobo.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Cañahuate-4 localizado en su bloque Esperanza en busca de gas dentro del depósito de arenisca de CDO. El pozo encontró 72 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas y será conectado y puesto en producción a comienzos de mayo de 2021.

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 marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Gas Natural y GNL (MMscfpd)			
Producción de gas natural y GNL	179,474	201,398	(11%)
Consumo de campo	(1,918)	(222)	764%
Ventas de gas natural y GNL ⁽¹⁾	177,556	201,176	(12%)
Volúmenes en firme ⁽²⁾	77	348	(78%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	177,633	201,524	(12%)
Petróleo de Colombia (bopd)			
Producción de petróleo crudo	256	315	(19%)
Movimientos de inventario y otros	51	(17)	n/a
Ventas de petróleo de Colombia	307	298	3%
Corporativo (boepd / bopd)			
Producción de gas natural y GNL ⁽¹⁾	31,487	35,333	(11%)
Producción de petróleo de Colombia	256	315	(19%)
Producción total	31,743	35,648	(11%)
Consumo de campo e inventario	(286)	(56)	411%
Ventas corporativas totales	31,457	35,592	(12%)
Volúmenes en firme ⁽²⁾	14	61	(77%)
Ventas contractuales realizadas totales	31,471	35,653	(12%)

⁽¹⁾ Los volúmenes de ventas de gas natural y GNL excluyen las compras de comercialización de gas natural relacionadas con un contrato a largo plazo de un comprador según lo descrito en la sección de "Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte" de este MD&A.

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 normalmente pequeño de volumen de gas que es consumido a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme* - Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por parte de compradores de la Compañía las cuales no se entregan, debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas natural, 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; y
- 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, junto con las ventas de gas natural y GNL 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.

La disminución del 11% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, se debe principalmente a: i) algunos compradores con contratos en firme que utilizaron una gran parte de su tiempo de inactividad contractual anual debido al tiempo de mantenimiento regular, y ii) una disminución en las ventas en el mercado al contado como resultado de la pandemia del COVID-19 durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021.

Las ventas contractuales realizadas y GNL para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 promediaron aproximadamente 177.6 MMscfpd. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido de contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y con expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas más las compras de gas natural.

La disminución en Colombia de los volúmenes de producción de petróleo durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, se debe principalmente a descensos naturales de producción.

Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Gas Natural y GNL			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 78,808	\$ 94,395	(17%)
Gastos de transporte	(9,274)	(11,300)	(18%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	69,534	83,095	(16%)
Regalías	(11,300)	(13,172)	(14%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 58,234	\$ 69,923	(17%)
Petróleo de Colombia			
Ingresos de petróleo crudo	\$ 1,303	\$ 994	31%
Gastos de transporte	1	7	(86%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	1,304	1,001	30%
Regalías	(100)	(75)	33%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 1,204	\$ 926	30%
Corporativo			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 78,808	\$ 94,395	(17%)
Ingresos de petróleo crudo	1,303	994	31%
Ingresos totales	80,111	95,389	(16%)
Regalías	(11,400)	(13,247)	(14%)
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías,	68,711	82,142	(16%)
Ingreso de gas natural y GNL en firme (2)	24	145	(83%)
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	68,735	82,287	(16%)
Ingresos de comercialización de gas natural	6,356	—	n/a
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías	75,091	82,287	(9%)
Gastos de transporte	(9,273)	(11,293)	(18%)
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 65,818	\$ 70,994	(7%)

Comercialización de gas natural

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Ingreso de comercialización de gas natural	\$ 6,356	\$ —	n/a
Costo de compras de gas natural	6,321	—	n/a
Ganancia en la comercialización de gas natural	\$ 35	\$ —	n/a

La Compañía reconoció \$6.4 millones de ingresos de comercialización de gas natural e incurrió en costos de compra de gas de \$6.3 millones durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, relacionados con la entrega de un contrato a largo plazo de un comprador. Las compras de gas de la Compañía están limitadas a este contrato particular a largo plazo y la misma no tiene intención de participar en actividades especulativas de comercialización de gas.

Gastos de transporte de gas natural

La Compañía vende su gas natural en la puerta de su planta de gas de Jobo (de modo que el comprador asume los gastos de transporte y, en esa medida, Canacol no reconoce un gasto de transporte), o entrega su gas en las sedes de los compradores (de modo que Canacol paga y reconoce los gastos de transporte directamente). En el último caso, los gastos de transporte de la Compañía sobre tales contratos son compensados con precios brutos de venta más altos, lo cual resulta en precios promedios de venta realizados (netos de transporte) consistentes con el precio realizado de la Compañía en que el comprador incurre en el gasto 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 cual la Compañía se refiere a un precio neto promedio

de venta realizado que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte independientemente de cuál parte incurre en el gasto de transporte.

Los gastos de transporte de gas natural disminuyeron un 18% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, principalmente debido a la disminución del volumen de ventas de gas natural sujeto a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente, en comparación con el mismo período en 2020.

Regalías de gas natural

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Gas Natural y GNL			
Regalías de Esperanza	\$ 1,942	\$ 3,082	(37%)
Regalías de VIM-5	9,014	9,963	(10%)
Regalías de VIM-21	344	127	171%
Gasto de regalías	\$ 11,300	\$ 13,172	(14%)
Tasas de regalías de gas natural			
Esperanza	7.1%	9.3%	(23%)
VIM-5	23.7%	20.8%	14%
VIM-21	9.7%	9.4%	3%
Tasa de regalías de gas natural	16.3%	15.9%	3%

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 de 16.3% fue 3% más alta durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con 15.9% para el mismo período en 2020, principalmente por una tasa de regalía mayor en el bloque VIM-5 como consecuencia de que la producción en algunos campos superó el umbral de 5.000 boepd, punto en el cual está sujeta a una tasa de regalía más alta, según lo descrito anteriormente. El aumento en la tasa de regalía de VIM-5 se compensa con una tasa de regalía más baja en el bloque Esperanza pues la producción en algunos campos está por debajo del umbral de 5.000 boepd y, por lo tanto, está sujeta a una tasa de regalía inferior.

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Precios promedios de referencia			
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 2.72	\$ 1.87	45%
Alberta Energy Company (\$/Mcf)	\$ 2.30	\$ 1.43	61%
Brent (\$/bbl)	\$ 61.07	\$ 51.33	19%
Precios promedios de venta, netos de transporte			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.35	\$ 4.54	(4%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 47.20	\$ 36.91	28%
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 25.02	\$ 25.96	(4%)

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Compañía son fijos en su mayoría, con una parte de su cartera vendida en el mercado al contado.

La disminución en los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, se debe principalmente a contratos firmes con precios ligeramente más bajos en 2021 y una menor demanda de ventas al contado como resultado de la pandemia de COVID-19.

El aumento en los precios promedios de venta de petróleo crudo durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, se debe principalmente a precios de referencia de petróleo crudo más altos.

Gastos operativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 4,441	\$ 4,086	9%
Petróleo de Colombia	263	380	(31%)
Gastos operativos totales	\$ 4,704	\$ 4,466	5%
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.28	\$ 0.22	27%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 9.52	\$ 14.01	(32%)
Corporativo (\$/boe)	\$ 1.66	\$ 1.38	20%

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 27% a \$0.28 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con \$0.22 por Mcf para el mismo período en 2020. El aumento se debe principalmente a mayores costos de ingeniería de yacimientos y arrendamientos relacionados con ciertas pruebas de pozos realizadas durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021. Adicionalmente, los volúmenes de ventas de gas natural más bajos durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, resultaron en gastos operativos por Mcf más altos pues la mayoría de los gastos operativos de la Compañía son fijos.

Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Gas Natural y GNL			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.35	\$ 4.54	(4%)
Regalías	(0.71)	(0.72)	(1%)
Gastos operativos	(0.28)	(0.22)	27%
Ganancia operacional neta	\$ 3.36	\$ 3.60	(7%)

\$/bbl	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Petróleo de Colombia			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 47.20	\$ 36.91	28%
Regalías	(3.62)	(2.77)	31%
Gastos operativos	(9.52)	(14.01)	(32%)
Ganancia operacional neta	\$ 34.06	\$ 20.13	69%

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Corporativo			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 25.02	\$ 25.96	(4%)
Regalías	(4.03)	(4.09)	(1%)
Gastos operativos	(1.66)	(1.38)	20%
Ganancia operacional neta	\$ 19.33	\$ 20.49	(6%)

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Costos brutos	\$ 8,008	\$ 7,756	3%
Menos: montos capitalizados	(1,337)	(1,243)	8%
Gastos generales y administrativos	\$ 6,671	\$ 6,513	2%
\$/boe	\$ 2.36	\$ 2.01	17%

Los costos generales y administrativos ("G&A") brutos aumentaron un 3% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, debido a que algunos costos anuales normalmente pagados al final del año ahora se causan trimestralmente a lo largo del año.

Los G&A por boe aumentaron un 17% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020. El aumento se debe principalmente a la disminución de la producción de gas natural durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021. Se espera que los costos brutos se mantengan iguales en tanto la base de producción de la Compañía crezca, lo cual hará que los G&A por boe disminuyan más en el futuro.

Gasto financiero neto

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,520	\$ 6,530	15%
Gastos de financiación distintos a efectivo	906	814	11%
Gasto financiero neto	\$ 8,426	\$ 7,344	15%

El gasto financiero neto aumentó durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, principalmente como resultado del ingreso de interés de \$1 millón causado sobre recursos debidos a la Compañía en relación con la liquidación de un litigio fallado en favor de la Compañía durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020.

Remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 204	\$ 521	(61%)
Gasto por unidades de acciones restringidas	363	1,000	(64%)
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 567	\$ 1,521	(63%)

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.

El gasto de remuneración basada en acciones disminuyó un 63% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, debido a que no se han otorgado opciones de compra de acciones en 2021 y a que menos unidades de acciones restringidas están siendo amortizadas en el 2021 debido al tiempo del otorgamiento.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2021	2020	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 16,903	\$ 17,954	(6%)
\$/boe	\$ 5.97	\$ 5.54	8%

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó un 6% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, principalmente como resultado de una menor producción de gas natural.

Gasto de impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2021	2020
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 5,864	\$ 9,740
Gasto de impuesto sobre la renta diferido	11,273	41,140
Gasto de impuesto sobre la renta	\$ 17,137	\$ 50,880

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

Las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos de la Compañía están denominados en COP, y son valorados en cada fecha de reporte con el uso de la tasa de cambio a fin del período del COP frente al USD. El gasto distinto a efectivo de impuesto sobre la renta diferido reconocido durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, de \$11.3 millones, fue totalmente el resultado de la devaluación del 9% del COP frente al USD a marzo 31 de 2021 de 3,737:1, en comparación con la tasa a diciembre 31 de 2020 de 3,433:1. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

Gastos de Capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2021	2020
Perforación y completamientos	\$ 17,513	\$ 10,714
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	5,964	3,923
Tierra, sísmica, comunidades y otros	3,802	4,106
G&A capitalizados	1,337	1,243
Ingresos netos sobre disposición de propiedades, planta y equipo	(239)	(58)
Gastos de capital en efectivo netos	28,377	19,928
Costos distintos a efectivo y ajustes:		
Activos de derecho de uso arrendados	119	1,305
Disposición	159	(25)
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽¹⁾	(811)	(1,316)
Gastos de capital netos	\$ 27,844	\$ 19,892
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 13,787	\$ 2,315
Gastos en propiedades, planta y equipo	14,137	17,660
Disposición	(80)	(83)
Gastos de capital netos	\$ 27,844	\$ 19,892

(1) Los costos distintos a efectivo y ajustes se relacionan principalmente con un cambio en el estimado relacionado con obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 están relacionados principalmente con:

- Perforación y completamiento del pozo de desarrollo Oboe-2;
- Perforación del pozo de exploración Flauta-1;
- Perforación del pozo de desarrollo Cañahuate-4;
- Pre-perforación del pozo de exploración Milano-1;
- Costos de instalaciones y acondicionamientos en el bloque VIM-5; y
- Costos de sísmica relacionados principalmente con los bloques SSJN-7, VMM-49 y VMM-45.

Liquidez y recursos de capital

Riesgo de moneda extranjera

A marzo 31 de 2021, la tasa de cambio del COP al USD fue de 3,737:1 (3,433:1 a diciembre 31 de 2020) y la tasa de cambio del CAD al USD fue de 1.26:1 (1.27:1 a diciembre 31 de 2020). La devaluación del 9% del COP resultó en la reducción de algunos gastos y pasivos a marzo 31 de 2021 y durante los tres meses terminados en esa fecha. Además, el gasto de impuesto sobre la renta diferido total de \$11.3 millones reconocido durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 fue totalmente el resultado de la devaluación del COP frente al USD.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, la Compañía no tuvo un contrato de tasa de cambio.

Como consecuencia de los recientes eventos mundiales, la Compañía actualmente se está beneficiando de la reciente depreciación del COP. La caída del COP frente al USD efectivamente reduce los gastos denominados en COP, incluyendo gastos de capital, costos operacionales y G&A para lo que resta de 2021, en comparación con los estimados de presupuesto originales de la Compañía.

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 de litigio, 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, la Deuda con Bancos y el Préstamo Puente 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 a efectivo, a EBITDAX para los últimos doce meses ("Razón de Apalancamiento Consolidado") de 3.50:1.00 y una razón mínima de EBITDAX para los últimos doce meses a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo ("Razón de Cobertura de Interés Consolidado") de 2.50:1.00. A marzo 31 de 2021, la Compañía estaba en cumplimiento de los compromisos.

	Marzo 31 de 2021	Diciembre 31 de 2020
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	25,000
Préstamo Operativo - capital (IBR + 2%)	2,676	2,913
Pasivo de liquidación de litigio (8.74%)	12,990	14,353
Obligación de arrendamiento (5.1%)	21,446	22,943
Deuda total	412,112	415,209
Menos: superávit de capital de trabajo	(66,545)	(73,404)
Deuda neta	\$ 345,567	\$ 341,805

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

	Marzo 31 de 2021	Diciembre 31 de 2020
Deuda total	\$ 412,112	\$ 415,209
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(71,501)	(68,280)
Deuda neta para fines del compromiso	\$ 340,611	\$ 346,929
EBITDAX	\$ 175,375	\$ 187,528
Razón de Apalancamiento Consolidado	1.94	1.85

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

	Marzo 31 de 2021	Diciembre 31 de 2020
EBITDAX	\$ 175,375	\$ 187,528
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 30,911	\$ 30,788
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	5.67	6.09

A mayo 12 de 2021, la Compañía tenía en circulación 179.5 millones de acciones ordinarias, 12.7 millones de opciones de compra de acciones y 1.6 millones de unidades de acciones restringidas.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a marzo 31 de 2021:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ 11,247	\$ 46,429	\$ 320,000	\$ 377,676
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	5,120	7,759	11,901	24,780
Cuentas por pagar, comerciales y otras	56,672	—	—	56,672
Dividendo por pagar	7,423	—	—	7,423
Impuestos por pagar	14,562	—	—	14,562
Pasivo de liquidación de litigio	589	1,354	11,047	12,990
Otras obligaciones de largo plazo	—	3,335	—	3,335
Unidades de acciones restringidas	157	15	—	172
Contratos de exploración y producción	6,708	34,204	4,418	45,330
Contratos operativos de estaciones de compresión	2,622	5,402	10,719	18,743
	\$ 105,100	\$ 98,498	\$ 358,085	\$ 561,683

Cartas de crédito

A marzo 31 de 2021, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$72.8 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$4.1 millones de garantías financieras están relacionados con ciertos activos de petróleo previamente vendidos.

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a marzo 31 de 2021 por \$45.3 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 marzo 31 de 2021 y un saldo de cuentas por cobrar de \$6 millones. Dos miembros claves de la administración 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) una meta de perforación de hasta doce pozos de exploración, evaluación y desarrollo en un programa continuo con el objetivo 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 expandir su inventario de prospectos de exploración; 3) la firma de un acuerdo definitivo para construir un nuevo gasoducto de la instalación de procesamiento de gas natural de Jobo a Medellín, Colombia, lo cual aumentará las ventas de gas natural de la Compañía en 100 MMscfpd adicionales en 2024; y 4) el refuerzo continuo de nuestra estrategia y nuestros informes ambientales, sociales y de gobierno.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2021	2020					2019	
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2
Financieros								
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	65,818	63,976	57,429	54,405	70,994	65,795	56,634	47,689
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	38,085	35,251	33,409	31,181	45,281	33,004	36,420	25,583
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.21	0.20	0.18	0.17	0.25	0.18	0.20	0.14
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.21	0.20	0.18	0.17	0.25	0.18	0.20	0.14
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ⁽²⁾	(3,062)	921	2,609	17,715	(25,988)	25,432	663	1,878
Por acción – básico(a) (\$) ⁽¹⁾	(0.02)	0.01	0.01	0.10	(0.14)	0.14	—	0.01
Por acción – diluido(a) (\$) ⁽¹⁾	(0.02)	0.01	0.01	0.10	(0.14)	0.14	—	0.01
EBITDAX ⁽¹⁾	46,716	45,941	42,303	40,415	58,870	43,144	46,037	37,008
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	179,515	179,764	180,980	180,916	180,931	179,238	178,273	177,381
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	179,515	179,764	181,495	181,484	181,811	181,412	180,873	178,979
Gastos de capital, netos de disposiciones	27,844	29,366	26,437	8,269	19,892	21,514	30,806	13,442
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	179,474	170,087	162,012	151,127	201,398	180,986	147,630	121,496
Petróleo de Colombia (bopd)	256	287	317	245	315	309	322	342
Total (boepd)	31,743	30,127	28,740	26,758	35,648	32,061	26,222	21,657
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	177,633	169,763	162,984	152,248	201,524	180,753	146,439	120,515
Petróleo de Colombia (bopd)	307	300	347	197	298	301	329	356
Total (boepd)	31,471	30,083	28,941	26,907	35,653	32,012	26,020	21,499
Ganancias operacionales netas (\$/boe) ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.36	3.58	3.47	3.63	3.60	3.58	3.86	3.88
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	34.06	23.04	17.04	12.16	20.13	27.08	24.34	29.20
Corporativo (\$/boe)	19.33	20.44	19.76	20.61	20.49	20.49	22.06	22.27

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

(2) La pérdida neta realizada durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 se debe principalmente al gasto de impuesto diferido diferente al efectivo de \$11.3 millones el cual se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa de cambio del COP sobre el valor de pérdidas de impuestos no usadas y grupos de costos. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en marzo 31 de 2021 para los riesgos e incertidumbres según están identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2020.

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 marzo 31 de 2021.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

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

Controles internos de informes financieros

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

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

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