

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 DE 2020



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	57,429	56,634	1%	182,828	153,727	19%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	33,409	36,420	(8%)	109,871	91,911	20%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.18	0.20	(10%)	0.61	0.52	17%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.18	0.20	(10%)	0.61	0.51	20%
Ganancia (pérdida) neta y otra ganancia (pérdida) total ⁽²⁾	2,609	663	294%	(5,664)	8,815	n/a
Por acción – básica (\$)	0.01	—	n/a	(0.03)	0.05	n/a
Por acción – diluida (\$)	0.01	—	n/a	(0.03)	0.05	n/a
Flujo de caja aportado por actividades operativas	50,016	36,887	36%	125,848	71,169	77%
Por acción – básico (\$)	0.28	0.21	33%	0.70	0.40	75%
Por acción – diluido (\$)	0.28	0.20	40%	0.69	0.40	73%
EBITDAX ⁽¹⁾	42,303	46,037	(8%)	141,588	122,867	15%
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	180,980	178,273	2%	180,942	177,736	2%
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	181,495	180,873	—	181,543	179,681	1%
Gastos de capital, netos de disposiciones	26,437	30,806	(14%)	54,598	78,973	(31%)
				Septiembre 30 de 2020	Diciembre 31 de 2019	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				93,770	41,239	127%
Efectivo restringido				2,749	4,524	(39%)
Superávit de capital de trabajo				87,764	50,676	73%
Deuda total				416,684	392,946	6%
Activos totales				779,560	754,062	3%
Acciones ordinarias, final del período (000)				180,623	180,075	—
Operativos	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	162,012	147,630	10%	171,475	130,901	31%
Petróleo de Colombia (bopd)	317	322	(2%)	292	365	(20%)
Total (boepd)	28,740	26,222	10%	30,375	23,330	30%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	162,984	146,439	11%	172,216	129,747	33%
Petróleo de Colombia (bopd)	347	329	5%	281	375	(25%)
Total (boepd)	28,941	26,020	11%	30,494	23,138	32%
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.47	3.86	(10%)	3.57	3.92	(9%)
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	17.04	24.34	(30%)	16.98	25.59	(34%)
Corporativo (\$/boe)	19.76	22.06	(10%)	20.30	22.41	(9%)

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

(2) La pérdida neta realizada durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020 es exclusivamente debida al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$39,3 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, como ocurrió a junio 30 de 2020, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de gas natural en Colombia. La oficina principal de la Compañía está situada en 2650, 585 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la “TSX”) bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Advertencias

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha noviembre 11 de 2020 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2019. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, Informes Financieros Intermedios, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de Estados Unidos (“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, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de gas natural y petróleo de tales proyectos principales, o que se obtendrán las licencias ambientales exigidas para construir el ducto de las operaciones de la Compañía a 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 que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá, ni, si alguno de ellos llega a ocurrir, qué beneficios reportará a la Compañía.*

Además de la información histórica, 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 como resultado de numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios de gas natural, GNL y petróleo; los resultados de las actividades de perforación de exploración y desarrollo y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de las tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados con las operaciones de gas natural y petróleo, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía y están sujetos a un mayor grado de incertidumbre durante este período volátil debido a la COVID-19. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

Se advierte además a los lectores que no deben confiar indebidamente en información o planteamientos con proyecciones a futuro.

Medidas que no están en las NIIF – Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos ajustados provenientes de las operaciones y el EBITDAX, que son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento y los cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo. El EBITDAX se calcula para los últimos doce meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustados por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, 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, y para pagar dividendos y pagar su deuda. Estas medidas no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas o al ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosas que estos, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras compañías.

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

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

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2020	2019	2020	2019
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 50,016	\$ 36,887	\$ 125,848	\$ 71,169
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(17,201)	(467)	(16,571)	18,001
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	594	—	594	2,741
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 33,409	\$ 36,420	\$ 109,871	\$ 91,911

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

	2019		2020		
	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Período Total
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total ⁽¹⁾	\$ 25,432	\$ (25,988)	\$ 17,715	\$ 2,609	\$ 19,768
(+) Gasto de intereses	7,800	7,631	7,705	7,602	30,738
(+) Gasto de impuesto sobre la renta (recuperación)	(6,330)	50,880	(3,754)	14,864	55,660
(+) Agotamiento y depreciación	16,842	17,954	16,226	14,045	65,067
(+) Costos anteriores a la licencia	368	159	285	395	1,207
(+/-) Pérdida por diferencia en cambio no realizada (ganancia)	(2,094)	3,030	747	(327)	1,356
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo y rubros no recurrentes	1,126	5,204	1,491	3,115	10,936
EBITDAX	\$ 43,144	\$ 58,870	\$ 40,415	\$ 42,303	\$ 184,732

(1) La pérdida neta realizada durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020 solamente se debe al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$39,3 millones, que se debe principalmente al efecto de la reducción de la tasa del cambio del COP sobre el valor de pérdidas de impuestos sin usar y grupos de costos. En caso de que el COP se fortalezca en el futuro, como ocurrió en junio 30 de 2020, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

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

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

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5,7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. El gas natural y los volúmenes de GNL por día están expresados en millones de pies cúbicos estándares por día (“MMscfpd”) en este MD&A.

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

- Los volúmenes de las ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) aumentaron un 11% a 163 MMscfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con 146,4 MMscfpd para el mismo período en 2019. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL aumentaron un 10% a 162 MMscfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con 147,6 MMscfpd para el mismo período en 2019. El aumento se debe principalmente a la expansión del gasoducto a finales del tercer trimestre de 2019 (la “expansión del gasoducto”) compensada por la disminución en ventas como resultado de la pandemia de COVID-19.
- Los ingresos totales por gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, aumentaron un 2% a \$56,3 millones, en comparación con \$55,1 millones para el mismo período en 2019, lo cual es principalmente atribuible al aumento de la producción de gas natural, compensada por precios de venta más bajos en el mercado al contado, netos de costos de transporte, debido a la COVID-19.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones disminuyeron un 8% a \$33,4 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con \$36,4 millones para el mismo período en 2019.
- El EBITDAX disminuyó un 8% a \$42,3 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con \$46 millones para el mismo período en 2019.

- La Compañía realizó una ganancia neta de \$2,6 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con una ganancia neta de \$0,7 millones para el mismo período en 2019, resultando en un aumento de 294% de un año a otro.
- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía disminuyó en un 10% a \$3,47 por Mcf en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con \$3,86 por Mcf para el mismo período en 2019. La disminución se debe principalmente a precios de venta de gas en el mercado al contado más bajos, netos de costos de transporte y gastos operativos por Mcf más altos. Los gastos operativos por Mcf aumentaron un 21% a \$0,29 por Mcf durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con \$0,24 por Mcf para el mismo período en 2019, debido a actividades de mantenimiento retrasadas en el primer semestre del año como resultado de la COVID-19, las cuales están siendo realizadas en el último semestre del año.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020 fueron de \$26,4 millones. Los gastos de capital netos incluyeron ajustes distintos a efectivo relacionados con obligaciones de desmantelamiento y activos arrendados de \$0,8 millones.
- En julio 31 de 2020, La Compañía contrató una línea de crédito preferencial rotativa no garantizada de \$46 millones (la “RCF” [por sus siglas en inglés]) y un préstamo puente preferencial a plazo no garantizado de \$75 millones (el “Préstamo Puente”) con un sindicato de bancos. Se pretende que el Préstamo Puente sea usado para construir y poseer un ducto desde las operaciones de la Compañía hasta Medellín, Colombia (el “Proyecto”). El Préstamo Puente incluye una tasa de interés de LIBOR + 4.25%, un plazo de dos años, y la facultad de la Compañía de pagar el Préstamo Puente en cualquier momento dentro del plazo sin penalidad. La RCF incluye una tasa de interés de LIBOR + 4.75%, un plazo de tres años, y la facultad de la Compañía de pagar/volver a retirar de la RCF en cualquier momento dentro del plazo sin penalidad. Canacol pagará una comisión de compromiso en el Préstamo Puente y la RCF del 30% de los respectivos márgenes de interés de 4.25% y 4.75% sobre cualquier monto no retirado a lo largo del 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 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 después de la fecha de cierre y actualmente están presupuestados para materiales de construcción del Proyecto. La RFC permanece sin retiro a septiembre 30 de 2020.
- A septiembre 30 de 2020, la Compañía tenía \$93,8 millones en efectivo y equivalentes de efectivo, \$2,7 millones en efectivo restringido y \$87,8 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Níspero y Cañahuat en el bloque Esperanza, los campos Clarinete 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 incluye petróleo crudo de su propiedad Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”).

En marzo de 2020, el brote de COVID-19 fue declarado una pandemia por la Organización Mundial de la Salud. Los gobiernos en todo el mundo, incluidos los de Colombia y Canadá, han promulgado medidas de emergencia para combatir la propagación del virus. Estas medidas, que incluyen la implementación de prohibiciones de viaje, períodos autoimpuestos de cuarentena y distanciamiento social, han causado una interrupción sustancial de los negocios a nivel global que ha dado lugar a una recesión económica.

Muchas compañías de energía alrededor del mundo han sido fuertemente impactadas por la drástica caída del precio y de la demanda mundiales de petróleo en relación con las medidas tomadas para limitar la pandemia de COVID-19. Canacol ha estado relativamente aislada de los efectos de los bajos precios del petróleo dado el enfoque de la Compañía en la producción de gas natural, con la mayoría de las ventas de gas natural bajo contratos en firme de volumen y precio fijos en USD en cabeza de pozo.

Los contratos de gas natural en firme de Canacol no han presentado casos de fuerza mayor, con pagos por entregas al día sin eventos de incumplimiento. Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, Canacol ha permitido a los compradores en firme diferir una porción de sus volúmenes contratados por entregar en noviembre de 2021, a más tardar, con los recaudos de efectivo por realizarse a finales de 2020, a más tardar. Como resultado del cierre de todo el país impuesto en Colombia en marzo 26 de 2020, la demanda industrial, de

construcción y comercial de gas ha disminuido significativamente. En consecuencia, la demanda de volúmenes de gas al contado y los precios promedio realizados de venta han sido impactados, lo cual constituye una minoría de la cartera de gas de la Compañía.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, la Compañía inició la perforación del pozo de desarrollo Pandereta-8, situado en el bloque VIM-5. El pozo alcanzó 9.524 pies de profundidad medida (“ft md”) y encontró 168 pies de verdadera profundidad vertical (“TDV”) de zona productiva neta de gas dentro del depósito Ciénaga de Oro (“CDO”). El pozo fue probado a una tasa estable final de 15.3 MMscfpd de gas seco. El pozo ha sido completado y será conectado al colector múltiple para ser puesto en producción.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Porro Norte-1, también situado en el bloque VIM-5. El pozo alcanzó 11.810 ft md y encontró más de 80 TDV al perforar el objetivo principal del depósito en las calizas de Cicuco de CDO. Con base en los registros, el pozo encontró 24 TVD de posible zona productiva de gas dentro de la caliza de Cicuco, un nuevo tipo de extensión en el bloque VIM-5. El pozo fue suspendido y será probado con una torre de reacondicionamiento en fecha posterior.

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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL (MMscfpd)						
Producción de gas natural y GNL	162,012	147,630	10%	171,475	130,901	31%
Consumo de campo	744	(1,744)	n/a	92	(1,767)	n/a
Ventas de gas natural y GNL	162,756	145,886	12%	171,567	129,134	33%
Volúmenes en firme (2)	228	553	(59%)	649	613	6%
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	162,984	146,439	11%	172,216	129,747	33%
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	317	322	(2%)	292	365	(20%)
Movimientos de inventario y otros	30	7	329%	(11)	10	n/a
Ventas de petróleo de Colombia	347	329	5%	281	375	(25%)
Corporativas (boepd / bopd)						
Producción de gas natural y GNL (boepd)	28,423	25,900	10%	30,083	22,965	31%
Producción de petróleo de Colombia (bopd)	317	322	(2%)	292	365	(20%)
Producción total	28,740	26,222	10%	30,375	23,330	30%
Consumo de campo e inventario (boepd)	161	(299)	n/a	5	(300)	n/a
Ventas corporativas totales	28,901	25,923	11%	30,380	23,030	32%
Volúmenes en firme (2)	40	97	(59%)	114	108	6%
Ventas contractuales realizadas totales	28,941	26,020	11%	30,494	23,138	32%

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

- 1) *Ventas de gas natural y GNL*: Representan la producción de gas natural y GNL menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que es consumida a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por compradores de la Compañía que no son entregadas, 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.

- 3) *Nominaciones de gas natural y GNL no entregadas*: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas para las cuales los compradores tienen derecho legal de que se les haga entrega en una fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de compensación”). Estas nominaciones son pagadas en el momento o a finales de 2020, a más tardar, junto con las ventas de gas 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.

El aumento del 10% y el 31% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente, se debe principalmente a la expansión del gasoducto. Los volúmenes de producción de gas natural y GNL de la Compañía son menores que lo esperado durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, debido a la disminución de la demanda de volúmenes al contado durante la pandemia de COVID-19. Adicionalmente, algunos compradores bajo contratos en firme han utilizado su período anual contratado de inactividad o han demorado sus entregas debido a la COVID-19 durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, lo cual será compensado durante el resto de 2020 y en 2021. Los volúmenes de ventas de gas natural y GNL son más altos que los volúmenes de producción debido a las compras de gas natural realizadas durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020 promediaron aproximadamente 163 y 172,2 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y con expiración de los derechos de los clientes de que se les hagan las entregas.

Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 73,213	\$ 70,566	4%	\$ 235,836	\$ 181,085	30%
Gastos de transporte	(7,045)	(6,914)	2%	(24,461)	(10,449)	134%
Ingresos, netos de gastos de transporte	66,168	63,652	4%	211,375	170,636	24%
Regalías	(9,869)	(8,554)	15%	(31,883)	(22,473)	42%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 56,299	\$ 55,098	2%	\$ 179,492	\$ 148,163	21%
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 1,057	\$ 1,452	(27%)	\$ 2,435	\$ 5,325	(54%)
Gastos de transporte	—	(98)	n/a	15	(324)	n/a
Ingresos, netos de gastos de transporte	1,057	1,354	(22%)	2,450	5,001	(51%)
Regalías	(82)	(117)	(30%)	(186)	(415)	(55%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 975	\$ 1,237	(21%)	\$ 2,264	\$ 4,586	(51%)
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 73,213	\$ 70,566	4%	\$ 235,836	\$ 181,085	30%
Ingresos de petróleo crudo	1,057	1,452	(27%)	2,435	5,325	(54%)
Ingresos totales	74,270	72,018	3%	238,271	186,410	28%
Regalías	(9,951)	(8,671)	15%	(32,069)	(22,888)	40%
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	64,319	63,347	2%	206,202	163,522	26%
Ingresos de gas natural y GNL en firme (2)	155	299	(48%)	1,072	978	10%
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías, según lo reportado	64,474	63,646	1%	207,274	164,500	26%
Gastos de transporte	(7,045)	(7,012)	—	(24,446)	(10,773)	127%
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 57,429	\$ 56,634	1%	\$ 182,828	\$ 153,727	19%

Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL

Durante los tres y nueve terminados en septiembre 30 de 2020, la Compañía realizó \$0,2 millones y \$1,1 millones de ingreso en firme (según está descrito en el punto (2) en la página seis de este MD&A), respectivamente, lo cual es equivalente a 0,2 MMscfpd y 0,6 MMscfpd de ventas de gas natural y GNL, respectivamente, sin entrega real del gas natural o GNL y con expiración de los derechos de los clientes de que se les hagan las entregas.

A septiembre 30 de 2020, la Compañía ha diferido ingreso de \$13,7 millones, el cual se relaciona con: i) \$11,2 millones 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 de vencimiento posterior, y ii) recursos por \$2,5 millones recibidos por gas natural, GNL y petróleo crudo por entregar dentro de los siguientes doce meses. A septiembre 30 de 2020, \$10,3 millones de los \$11,2 millones se relacionan con nominaciones no entregadas, las cuales serán entregadas a más tardar en noviembre de 2021 y, en esa medida, \$10,3 millones han sido clasificados como un pasivo no corriente. Se espera que los \$0,9 millones restantes de los \$11,2 millones de nominaciones no entregadas, junto con los recursos recibidos de \$2,5 millones, se entreguen dentro de los siguientes doce meses y, en esa medida, \$3,4 millones han sido clasificados como un pasivo corriente.

Gastos de transporte de gas natural

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Compañía son en gran parte fijos, con una porción de su cartera vendida en el mercado al contado, de la cual la Compañía contrae los gastos de transporte.

Los gastos de transporte de gas natural relacionados con los contratos de venta en firme de gas natural de la Compañía generalmente se trasladan a los clientes de Canacol, con la excepción de un pequeño número de clientes en firme. Los gastos de transporte de la Compañía relacionados con las ventas al contado se compensan con precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos a precio fijo de la Compañía.

Los gastos de transporte de gas natural aumentaron un 2% y un 134% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente, principalmente debido al aumento en el volumen de ventas de gas natural sujeto a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente, en comparación con los mismos períodos en 2019.

Regalías de gas natural

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6,4%, hasta que la producción neta del campo alcanza los 5.000 boepd, punto en el cual las tasas de regalía aumentan en una escala gradual hasta una tasa máxima del 20% con una producción del campo de 125.000 boepd. La producción de gas natural de la Compañía está sujeta a una regalía especial adicional de 2% a 4%. La producción de gas natural de la Compañía en VIM-5 y VIM-21 está sujeta a tasas de regalía con factor x adicional de 13% y 3%, respectivamente. La tasa de regalía de gas natural fue más alta que en los períodos anteriores a 14,9% y 15,1% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, respectivamente, principalmente debido a una mayor producción en el bloque VIM-5 de la Compañía, el cual está sujeto a una tasa de regalía más alta.

Precios promedio de ventas, netos de transporte

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Precios promedio de referencia						
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 2.14	\$ 2.33	(8%)	\$ 1.92	\$ 2.57	(25%)
Alberta Energy Company (\$/Mcf)	\$ 1.69	\$ 1.04	63%	\$ 1.51	\$ 1.09	39%
Brent (\$/bbl)	\$ 43.32	\$ 62.11	(30%)	\$ 42.64	\$ 64.78	(34%)
Precios promedio de venta, netos de transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.42	\$ 4.74	(7%)	\$ 4.50	\$ 4.84	(7%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 33.11	\$ 44.73	(26%)	\$ 31.82	\$ 48.85	(35%)
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 25.28	\$ 27.25	(7%)	\$ 25.69	\$ 27.93	(8%)

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

La disminución en los precios promedio realizados de venta de petróleo crudo durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, se debe principalmente a menores precios de referencia del petróleo crudo.

Gastos operativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 4,291	\$ 3,192	34%	\$11,854	\$ 9,830	21%
Petróleo de Colombia	431	500	(14%)	956	1,967	(51%)
Gastos operativos totales	\$ 4,722	\$ 3,692	28%	\$12,810	\$11,797	9%
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.29	\$ 0.24	21%	\$ 0.25	\$ 0.28	(11%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 13.50	\$ 16.52	(18%)	\$ 12.42	\$ 19.21	(35%)
Corporativos (\$/boe)	\$ 1.78	\$ 1.55	15%	\$ 1.54	\$ 1.88	(18%)

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron en 21% a \$0,29 por Mcf para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con \$0,24 por Mcf para el mismo período en 2019. El

aumento se debe a las actividades de mantenimiento retrasadas durante el primer semestre del año como resultado de la COVID-19, las cuales se están realizando en el segundo semestre del año.

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf disminuyeron en 11% a \$0,25 por Mcf para los nueve meses terminados en septiembre 30 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 ventas de gas natural como resultado de la expansión del gasoducto a finales del tercer trimestre de 2019, en tanto los gastos operativos de la Compañía en más de un 90% son fijos y, normalmente, se distribuyen uniformemente a lo largo del año.

Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gas Natural y GNL						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.42	\$ 4.74	(7%)	\$ 4.50	\$ 4.84	(7%)
Regalías	(0.66)	(0.64)	3%	(0.68)	(0.64)	6%
Gastos operativos	(0.29)	(0.24)	21%	(0.25)	(0.28)	(11%)
Ganancia operacional neta	\$ 3.47	\$ 3.86	(10%)	\$ 3.57	\$ 3.92	(9%)

\$/bbl	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 33.11	\$ 44.73	(26%)	\$ 31.82	\$ 48.85	(35%)
Regalías	(2.57)	(3.87)	(34%)	(2.42)	(4.05)	(40%)
Gastos operativos	(13.50)	(16.52)	(18%)	(12.42)	(19.21)	(35%)
Ganancia operacional neta	\$ 17.04	\$ 24.34	(30%)	\$ 16.98	\$ 25.59	(34%)

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Corporativas						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 25.28	\$ 27.25	(7%)	\$ 25.69	\$ 27.93	(8%)
Regalías	(3.74)	(3.64)	3%	(3.85)	(3.64)	6%
Gastos operativos	(1.78)	(1.55)	15%	(1.54)	(1.88)	(18%)
Ganancia operacional neta	\$ 19.76	\$ 22.06	(10%)	\$ 20.30	\$ 22.41	(9%)

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Costos brutos	\$ 7,665	\$ 6,522	18%	\$22,730	\$20,888	9%
Menos: montos capitalizados	(1,313)	(1,226)	7%	(3,799)	(4,082)	(7%)
Gastos generales y administrativos	\$ 6,352	\$ 5,296	20%	\$18,931	\$16,806	13%
\$/boe	\$ 2.39	\$ 2.22	8%	\$ 2.27	\$ 2.67	(15%)

Los costos brutos generales y administrativos ("G&A") aumentaron en 18% y 19% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente, debido a que algunos costos anuales de fin de año normalmente pagados al final del año ahora se causan en forma trimestral a lo largo del año, compensados por la devaluación del COP y el dólar canadiense ("CAD") en relación con el USD durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020.

Los G&A por boe disminuyeron en 15% durante los nueve seis meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con el mismo período en 2019. La disminución se debe principalmente al aumento de la producción de gas natural. Se espera que los costos brutos permanezcan sin cambios en tanto la base de producción de la Compañía crezca, lo cual hará que los G&A por boe disminuyan más en el futuro.

Gasto de financiación neto

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,230	\$ 7,290	(1%)	\$ 21,129	\$ 22,019	(4%)
Gastos de financiación distintos a efectivo	930	874	6%	1,459	2,562	(43%)
Gasto de financiación neto	\$ 8,160	\$ 8,164	—	\$ 22,588	\$ 24,581	(8%)

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

Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 502	\$ 568	(12%)	\$ 1,618	\$ 2,817	(43%)
Gasto por unidades de acciones restringidas	863	521	66%	3,761	3,777	—
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 1,365	\$ 1,089	25%	\$ 5,379	\$ 6,594	(18%)

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

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2020	2019	Cambio	2020	2019	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 14,045	\$ 13,015	8%	\$ 48,225	\$ 37,441	29%
\$/boe	\$ 5.28	\$ 5.46	(3%)	\$ 5.79	\$ 5.96	(3%)

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó en 8% y 29% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, en comparación con los mismos períodos en 2019, respectivamente, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural, el agotamiento de la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 3, el agotamiento de los costos de la planta de GNL y el agotamiento del bloque Rancho Hermoso, el cual no había sido agotado previamente porque había sido clasificado como activo mantenido para venta desde el tercer trimestre de 2019.

Gasto de impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2020	2019	2020	2019
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 5,035	\$ 6,064	\$ 22,687	\$ 21,252
Gasto de impuesto sobre la renta diferido	9,829	14,202	39,303	14,061
Gasto de impuesto sobre la renta	\$ 14,864	\$ 20,266	\$ 61,990	\$ 35,313

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

Las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos están denominados en COP, y se valoran en cada fecha de reporte con el uso de la tasa de cambio a fin del período del COP frente al USD. El gasto distinto a efectivo de impuesto sobre la renta diferido reconocido durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020 de \$39,3 millones fue principalmente el resultado de la devaluación del 18% del COP frente al USD a septiembre 30 de 2020 de 3.879:1, en comparación con la tasa a diciembre 31 de 2019 de 3.277:1. En el evento de que el COP se fortalezca aún más en el futuro, como ocurrió a junio 30 de 2020, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2020	2019	2020	2019
Perforación y completamientos	\$ 13,705	\$ 12,021	\$ 29,637	\$ 29,781
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	9,621	9,770	16,521	30,934
Tierra, sísmica, comunidades y otros	2,618	7,588	9,240	21,100
Activos de derecho de uso arrendados ⁽¹⁾	120	(738)	1,425	4,512
G&A capitalizados	1,313	1,226	3,799	4,082
Disposición ⁽¹⁾	(128)	—	(211)	(14,506)
Costos distintos a efectivo y ajustes ⁽¹⁾	(812)	939	(5,813)	3,070
Gastos de capital netos	\$ 26,437	\$ 30,806	\$ 54,598	\$ 78,973
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 11,697	\$ 9,948	\$ 16,764	\$ 27,341
Gastos en propiedades, planta y equipo	14,868	20,858	38,045	66,138
Disposición ⁽¹⁾	(128)	—	(211)	(14,506)
Gastos de capital netos	\$ 26,437	\$ 30,806	\$ 54,598	\$ 78,973

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

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020 están relacionados principalmente con:

- Perforación y completamiento del pozo de desarrollo Pandereta-8;
- Perforación y completamiento del pozo de exploración Porro Norte-1;
- Acondicionamientos en el Bloque Esperanza;
- Costos de instalaciones, incluyendo compresores, en los bloques Esperanza y VIM-21; y
- Costos previos a la perforación del pozo de exploración Fresa-1.

Liquidez y recursos de capital

Riesgo de moneda extranjera

A septiembre 30 de 2020, la tasa de cambio del COP al USD fue de 3.879:1 (3.277:1 a diciembre 31 de 2019) y la tasa de cambio del CAD al USD fue de 1,33:1 (1,30:1 a diciembre 31 de 2019). La devaluación del 18% del COP y la devaluación del 3% del CAD resultaron en la reducción de algunos gastos y pasivos en septiembre 30 de 2020 y durante los nueve meses terminados en esa fecha. Además, \$25,1 millones del gasto de impuesto sobre la renta diferido total de \$39,3 millones reconocido durante los nueve meses terminados en septiembre de 2020 fueron resultado de la devaluación del COP frente al USD.

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, la Compañía tuvo un contrato de tasa de cambio bajo los siguientes términos:

Plazo	Capital	Tipo	Rango de tasa de cambio
Agosto de 2019 a julio de 2020	\$2,5 millones	Instrumento financiero de cobertura sobre la tasa de cambio de COP a USD	3.383:1 – 3.535:1

El contrato de tasa de cambio expiró en septiembre 30 de 2020 y la Compañía no ha celebrado un nuevo contrato.

Como resultado de los recientes eventos mundiales, la Compañía actualmente se está beneficiando de la reciente depreciación del COP y el CAD. La reciente caída del COP frente al USD efectivamente reduce los gastos denominados en COP, incluyendo gastos de capital, costos operacionales y G&A para 2020, en comparación con los estimados de presupuesto originales de la Compañía. El contrato de tasa de cambio de la Compañía, el cual históricamente ha estado “dentro del dinero”, redujo parcialmente los ahorros hasta su expiración en julio de 2020.

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. Durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020, la Compañía recompró 426.000 y 823.723 acciones ordinarias de la misma, respectivamente, a un costo de \$1,2 millones y \$2,3 millones, incluyendo cargos de transacción, respectivamente. Con posterioridad al 30 de septiembre de 2020, la Compañía recompró 982.800 acciones ordinarias de la misma a un costo de \$2,6 millones, incluyendo costos de transacción.

En septiembre 21 de 2020, la Compañía formalizó un Plan Automático de Compra de Acciones (“ASPP” [por sus siglas en inglés]), el cual permite a un corredor independiente recomprar acciones durante períodos de restricción bajo la oferta de emisor de curso normal de la Compañía, que limita las compras de acciones diarias a un máximo de 46.189 acciones por día. Canacol reconoció una provisión de \$3,1 millones en cuentas por pagar, comerciales y otras, a septiembre 30 de 2020, como un estimado del número de acciones que pueden ser recompradas durante posibles períodos de restricción al precio máximo por acción bajo el ASPP.

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 la administración de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores variantes que incluyen los precios corrientes 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 compromisos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros compromisos estándares operativos del negocio. La deuda con bancos también está sujeta a varios compromisos financieros, incluyendo una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes de efectivo, a EBITDAX para los últimos doce meses (“Razón de Apalancamiento Consolidado”) de

3,50:1,00 y una razón mínima de EBITDAX para los últimos doce meses a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo (“Razón de Cobertura de Interés Consolidado”) de 2,50:1,00. A septiembre 30 de 2020, la Compañía estaba en cumplimiento de los compromisos.

	Septiembre 30 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%)	5,156	—
Pasivo de liquidación de litigio (8.74%)	12,894	15,848
Obligación de arrendamiento (5.1%)	23,634	27,098
Deuda total	416,684	392,946
Menos: superávit de capital de trabajo	(87,764)	(50,676)
Deuda neta	\$ 328,920	\$ 342,270

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

	Septiembre 30 de 2020
Deuda total	\$ 416,684
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(93,770)
Deuda neta para fines del compromiso	322,914
EBITDAX	184,732
Razón de Apalancamiento Consolidado	1.75

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

	Septiembre 30 de 2020
EBITDAX	\$ 184,732
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	30,738
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	6.01

A noviembre 11 de 2020, la Compañía tenía en circulación 179,9 millones de acciones ordinarias, 15,2 millones de opciones de compra de acciones y 0.8 millones de unidades de acciones restringidas.

Obligaciones contractuales

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

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ 5,156	\$ 55,000	\$ 320,000	\$ 380,156
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	5,469	8,576	13,528	27,573
Cuentas por pagar, comerciales y otras	57,020	—	—	57,020
Dividendo por pagar	7,041	—	—	7,041
Impuestos por pagar	10,618	—	—	10,618
Ingreso diferido	3,361	10,302	—	13,663
Pasivo de liquidación de litigio	677	1,354	10,863	12,894
Otras obligaciones de largo plazo	—	3,040	—	3,040
Unidades de acciones restringidas	1,286	—	—	1,286
Contratos de exploración y producción	6,000	35,348	4,496	45,844
Contratos operativos de estación de compresión	2,596	5,348	12,091	20,035
	\$ 99,224	\$ 118,968	\$ 360,978	\$ 579,170

Cartas de crédito

A septiembre 30 de 2020, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$85,2 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$11,3 millones de garantías financieras se relacionan con algunos activos de petróleo previamente vendidos.

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos de exploración pendientes a septiembre 30 de 2020 por \$45,8 millones y ha emitido \$29,8 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

PERSPECTIVA

En octubre de 2020, la Compañía hizo pruebas en el pozo de exploración Arandala-1, el cual fue perforado a finales de 2019. El pozo encontró 29,5 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas dentro de la arenisca de Porquero y fue sometido a prueba con una tasa de producción final de 12,8 MMscfpd. El pozo actualmente está conectado al colector de producción y está listo para producción. Para lo que resta de 2020, la Compañía planea comenzar la perforación de dos pozos de exploración de gas adicionales, Flauta-1 y Siku-1.

La Compañía también planea añadir dos nuevos contratos de exploración y producción a su portafolio: el bloque VIM-44, el cual está situado en la Cuenca del Bajo Magdalena, adyacente a su área principal de producción de gas, y el bloque VMM-47, situado en la Cuenca del Magdalena Medio, que complementa su gran posición existente de exploración de gas en la cuenca.

El año 2020 comenzó con una demanda nacional de gas ligeramente por encima de los niveles de 2019 en el período de enero y febrero de 2020. En el mes de abril de 2020, con Colombia bajo un confinamiento en todo el país relacionado con la COVID-19, la demanda nacional de gas disminuyó un 25% en relación con el mismo período en 2019, 721 MMscfpd contra 957 MMscfpd respectivamente. Desde mayo de 2020, la demanda nacional de gas se ha recuperado lentamente en tanto la actividad económica fue retomada tras el confinamiento. En el mes de octubre de 2020, la demanda nacional de gas fue de 837 MMscfpd, al bajar solamente un 6% de 892 MMscfpd para octubre de 2019. Con el fin de aumentar las ventas interrumpibles de gas durante el período de mayo a agosto de 2020, la Compañía vendió volúmenes interrumpibles a precios competitivos para ganar participación de mercado. Desde septiembre de 2020, con niveles de demanda nacional más altos, los precios de

la Compañía para volúmenes interrumpibles se han recuperado. Aunque la Compañía espera que la demanda nacional de gas aumente en 2021 frente a los niveles de 2020, dada la actual propagación de la COVID-19 en Colombia, permanece la incertidumbre con respecto tanto a la demanda futura de gas como a los precios interrumpibles dependiendo de la trayectoria de la pandemia en Colombia.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2020				2019			2018
	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4
Financieros								
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	57,429	54,405	70,994	65,795	56,634	47,689	49,404	50,727
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	33,409	31,181	45,281	33,004	36,420	25,583	29,907	28,679
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.18	0.17	0.25	0.18	0.20	0.14	0.17	0.16
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.18	0.17	0.25	0.18	0.20	0.14	0.17	0.16
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total ⁽²⁾	2,609	17,715	(25,988)	25,432	663	1,878	6,274	(16,272)
Por acción – básicas (\$) ⁽²⁾	0.01	0.10	(0.14)	0.14	—	0.01	0.03	(0.09)
Por acción – diluidas (\$) ⁽²⁾	0.01	0.10	(0.14)	0.14	—	0.01	0.03	(0.09)
EBITDAX ⁽¹⁾	42,303	40,415	58,870	43,144	46,037	37,008	39,822	33,440
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	180,980	180,916	180,931	179,238	178,273	177,381	177,547	177,678
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	181,495	181,484	181,811	181,412	180,873	178,979	179,637	178,977
Gastos de capital, netos	26,437	8,269	19,892	21,514	30,806	13,442	34,725	37,701
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	162,012	151,127	201,398	180,986	147,630	121,496	123,291	116,616
Petróleo de Colombia (bopd)	317	245	315	309	322	342	433	488
Total (boepd)	28,740	26,758	35,648	32,061	26,222	21,657	22,063	20,947
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	162,984	152,248	201,524	180,753	146,439	120,515	122,025	119,284
Petróleo de Colombia (bopd)	347	197	298	301	329	356	440	592
Total (boepd)	28,941	26,907	35,653	32,012	26,020	21,499	21,848	21,519
Ganancias operacionales netas (\$/boe) ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.47	3.63	3.60	3.58	3.86	3.88	4.03	3.92
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	17.04	12.16	20.13	27.08	24.34	29.20	23.64	27.89
Corporativas (\$/boe)	19.76	20.61	20.49	20.49	22.06	22.27	23.00	22.51

(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 nueve meses terminados en septiembre de 2020 es exclusivamente debida al gasto de impuesto diferido distinto a efectivo de \$39,3 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, como ocurrió a junio 30 de 2020, la Compañía podría realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

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

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

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

Controles internos de informes financieros

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

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2020, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los controles y procedimientos

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