

Canacol Energy Ltd. Alcanza una Relación de Reemplazo de Reservas 2P de Gas de 122% Aumentando las Reservas 2P a 637 BCF con un Valor Antes de Impuestos de US\$ 1.7 Billones

CALGARY, ALBERTA - (Marzo 3, 2021) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX: CNE; OTCQX: CNNEF; BVC: CNEC) se complace en reportar sus reservas convencionales de gas natural para el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2020. Las reservas convencionales de gas natural de la Corporación se encuentran ubicadas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia.

Resumen de Reservas Brutas de Gas Natural de Canacol Energy Ltd.

Reservas Brutas					
Tipo de Producto		Probado Desarrollado Produciendo ("PDP")	Total Probado ("1P")	Total Probado + Probable ("2P")	Total Probado + Probable + Posible ("3P")
Gas natural convencional	Bcf	276.9	394.8	637.2	951.1
Total crudo equivalente ⁽³⁾	MMBOE	48.6	69.3	111.8	166.9
VPN-10 antes de impuestos ⁽⁴⁾	MM US\$	\$ 750.8	\$ 1,030.6	\$ 1,688.2	\$ 2,407.1
VPN-10 después de impuestos ⁽⁴⁾	MM US\$	\$ 631.5	\$ 822.6	\$ 1,269.8	\$ 1,758.8

(1) Los números en esta table pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.

(2) Todas las reservas están representadas ajustadas a la participación de Canacol antes de regalías.

(3) El término "BOE" significa barril de crudo equivalente en una base de 5.7 Mcf de gas natural por 1 barril de crudo ("bbl") conforme a la práctica regulatoria colombiana.

(4) El Valor Presente Neto (VPN) está presentado en millones de dólares y descontado al 10 por ciento.

Aspectos a Destacar

Reservas Probadas + Probables de Gas Natural Convencional ("2P"):

- Aumentaron 2,2% desde el 31 de diciembre 2019, totalizando 637 Bcf al 31 de diciembre de 2020, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$ 1.7 billones, representando un valor de las reservas de CAD\$ 11.97 por acción y un valor neto de activos 2P de CAD\$ 9.55 por acción (neto de US\$ 341.8 millones de deuda neta)
- Reemplazo de reservas de 122% basado en las adiciones brutas del año calendario 2020 de reservas de gas natural convencional de 75 Bcf
- Costo de Hallazgo y Desarrollo ("F&D") 2P de US\$0.84/Mcf para el periodo de tres años terminado el 31 de diciembre de 2020
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 2.7x para el año terminado el 31 de diciembre de 2020 (calculado basado en el *netback* de gas natural de US\$ 3.57/Mcf para el año terminado el 30 de diciembre de 2020)
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 4.4x para el periodo de tres años terminado el 31 de diciembre de 2020 (cálculo basado en el promedio ponderado del *netback* de gas natural de US\$ 3.71/Mcf para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018)
- El Índice de Vida de reservas ("RLI") de 10.3 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2020 de 170,087 Mcfpd o 29,840 boepd
- RLI de 9.2 años basado en la guía corporativa de producción de gas natural convencional de 190,000 Mcfpd para el año calendario 2021 (límite superior del rango guía de producción anunciado en diciembre 17, 2020)

Reservas Probadas Desarrolladas Produciendo ("PDP") de Gas Natural Convencional:

- Aumentaron 9.9% desde el 31 de diciembre de 2019, totalizando 277 Bcf al 31 de diciembre de 2020
- Reemplazo de reservas de 140% basado en las adiciones brutas del año calendario 2020 de reservas de gas natural convencional de 87 Bcf

Reservas Probadas de Gas Natural Convencional ("1P"):

- Aumentaron 0.2% desde el 31 de diciembre de 2019, totalizando 395 Bcf al 31 de diciembre de 2020
- Reemplazo de reservas de 101% basado en las adiciones brutas del año calendario 2020 de reservas de gas natural convencional de 63 Bcf
- Costos F&D 1P de US\$1.18/Mcf para el periodo de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2020
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 2.1x para el año terminado el 31 de diciembre de 2020 (calculado basado en el *netback* de gas natural de US\$ 3.57/Mcf para el año terminado el 30 de diciembre de 2020)
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 3.2x para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2020 (cálculo basado en el promedio ponderado del *netback* de gas natural de US\$ 3.71/Mcf para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018)
- RLI de 6.4 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2020 de 170,087 Mcfpd o 29,840 boepd
- RLI de 5.7 años basado en la guía corporativa de producción de gas natural convencional de 190,000 Mcfpd para el año calendario 2021 (límite superior del rango guía de producción anunciado en diciembre 17, 2020)

Reservas Probadas + Probables + Posibles de Gas Natural Convencional ("3P"):

- Aumentaron 7.5% desde el 31 de diciembre de 2019, totalizando 951 Bcf al 31 de diciembre de 2020, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$ 2.4 billones
- Reemplazo de reservas de 207% basado en las adiciones brutas del año calendario 2020 de reservas de gas natural convencional de 128 Bcf
- Costos F&D 3P de US\$ 0.51/Mcf para el periodo de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2020
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 4.4x para el año terminado el 31 de diciembre de 2020 (calculado basado en el *netback* de gas natural de US\$ 3.57/Mcf para el año terminado el 30 de diciembre de 2020)
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 7.3x para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2020 (cálculo basado en el promedio ponderado del *netback* de gas natural de US\$ 3.71/Mcf para los años terminados el 31 de diciembre de 2020, 2019 y 2018)
- RLI de 15.3 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2020 de 170,087 Mcfpd o 29,840 boepd
- RLI de 13.7 años basado en la guía corporativa de producción de gas natural convencional de 190,000 Mcfpd para el año calendario 2021 (límite superior del rango guía de producción anunciado en diciembre 17, 2020)

El señor Ravi Sharma, Director de Operaciones de Canacol Energy, comentó: "Me complace anunciar que incluso con un programa de perforación de 2020 que se redujo sustancialmente debido al COVID-19, la Corporación logró más que reemplazar la producción, lo que es una indicación directa de la alta calidad de nuestro portafolio de perforación. La Corporación históricamente ha logrado un éxito significativo en la perforación de exploración y desarrollo de gas natural convencional en nuestros activos ubicados en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena. Este éxito continuó en 2020 a pesar de la pandemia global y sólo perforando 6 de los 12 pozos planeados, con sólo 2 pozos de exploración. Desde 2013, hemos adicionado 771 BCF de reservas de gas natural convencionales 2P provenientes del éxito comercial en 33 de los 37 pozos perforados, lo que representa una tasa de crecimiento anual compuesto del 31% ("CAGR") a un costo de F&D 2P de tres años líder en la industria de US\$ 0.84/Mcf. Con un portafolio de 162 prospectos y leads identificados, que contienen 4.7 TCF de media de recursos prospectivos sin riesgo, de acuerdo con nuestro informe de recursos independiente de 2019, esperamos muchos años de perforación exploratoria exitosa, resultando en el movimiento de recursos de gas hacia reservas probadas y probables."



Discusión del Informe de Reservas, Año Terminado el 31 de diciembre de 2020

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020, la Corporación registró aumentos en ciertas categorías de reservas como resultado de la perforación y completamiento de las locaciones Nelson-14 en el bloque de gas natural Esperanza, y Clarinete-5, Pandereta-8, Pandereta-4 y Porro Norte-1 en el bloque de gas natural VIM-5, y Fresa-1 en el bloque de gas natural VIM-21, todos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia.

Las siguientes tablas resumen información del informe de reservas independiente preparado por Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGEC") efectivo el 31 de diciembre de 2020 (el "informe BGEC 2020"). El informe BGEC 2020 cubre el 100% de las reservas de gas natural convencional de la Corporación.

El informe BGEC 2020 fue preparado de acuerdo con las definiciones, estándares y procedimientos contenidos en el Manual de Evaluación de Petróleo y Gas de Canadá ("Manual COGE") y el Instrumento Nacional NI 51-101, Estándares de Divulgación para las Actividades de Petróleo y Gas ("NI 51-101"). Se incluye información de reservas adicional, según lo exige la NI 51-101, en la Forma de Información Anual de la Corporación que se archivará en SEDAR antes del 31 de marzo de 2021.

Reservas Brutas de Gas Natural Canacol para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2020

Categoría de Reservas ⁽¹⁾	31-Dic-19 (Bcf)	31-Dic-20 (Bcf)	Diferencia (%)
Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP)	251,865	276,869	+9.9%
Total Probadas (1P)	394,148	394,792	+0.2%
Total Probadas + Probables (2P)	623,758	637,249	+2.2%
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	884,838	951,069	+7.5%

(1) Todas las reservas son presentadas ajustadas a la participación de Canacol antes de regalías.

Proyección a 5 Años de los Precios del Gas – Informe BGEC al 31 de diciembre de 2020

		Fecha Reporte Reservas	2021	2022	2023	2024	2025
Precio Promedio	US\$/Mcf	31-Dic-20	4.39	4.93	5.12	5.29	5.59
Ponderado por Volumen Total Probado + Probable de Gas							

(1) La proyección del precio del gas se basa en los contratos de gas existentes a largo plazo netos de transporte (si aplica) y ajustados por la inflación, junto con los precios de las ventas de gas interrumpibles basados en la proyección de la Unidad de Planeación Minero Energética ("UPME"), una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Resumen del Valor Presente Neto de Gas Natural Antes & Después de Impuestos ⁽¹⁾

Categoría de Reservas	Antes de Impuestos		Después de Impuestos	
	31-Dic-20 (M US\$) ⁽²⁾	Valor Activo Neto 31-Dic-20 (C\$/acción) ⁽²⁾	31-Dic-20 (M US\$) ⁽²⁾	Valor Activo Neto 31-Dic-20 (C\$/acción) ⁽²⁾
Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP)	\$ 750,849	\$ 2.90	\$ 631,479	\$ 2.05
Total Probadas (1P)	\$ 1,030,556	\$ 4.88	\$ 822,594	\$ 3.41
Total Probadas + Probables (2P)	\$ 1,688,153	\$ 9.55	\$ 1,269,840	\$ 6.58
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	\$ 2,407,125	\$ 14.65	\$ 1,758,806	\$ 10.05

(1) Los valores presentes netos están dados en miles de dólares de los Estados Unidos y están descontados al 10 por ciento. Los precios proyectados utilizados en el cálculo del valor presente de ingresos netos futuros están basados en los precios descritos anteriormente. Los precios proyectados de gas de BGEC al 31 de diciembre de 2020 están incluidos en la Forma de Información Anual de la Corporación.

(2) El valor del activo neto ("VAN") es calculado al 31 de diciembre de 2020 como el VPN10 menos la deuda neta estimada de US\$341.8 millones (siendo \$415.2 millones de deuda total menos el capital de trabajo estimado de \$73.4 millones) dividido por 179.5 millones de

acciones básicas en circulación al 31 de diciembre de 2020. Los cálculos VAN están convertidos a \$CAD a la tasa de conversión efectiva del 31 de diciembre de 2020 de USD:CAD = 1.273.

Índice de Vida de Reservas (“RLI”)⁽³⁾

Categoría de Reservas	31-Dic-19 (años) ⁽¹⁾	31-Dic-20 (años) ⁽²⁾
Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP)	3.8	4.5
Total Probadas (1P)	6.0	6.4
Total Probadas + Probables (2P)	9.4	10.3
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	13.4	15.3

(1) Calculado utilizando la producción de gas natural promedio de los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2019 de 180,986 Mcfp o 31,752 BOEpd anualizado.

(2) Calculado utilizando la producción de gas natural promedio de los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2020 de 170,087 Mcfp o 29,840 BOEpd anualizado.

(3) El Índice de Vida de Reservas es calculado al dividir una categoría de reservas aplicable por la producción del cuarto trimestre anualizada.

Reconciliación de Reservas Brutas Año Terminado el 31 de diciembre de 2020 ⁽¹⁾

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE ⁽⁵⁾
PROBADO DESARROLLADO PRODUCIENDO						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2019)	-	-	-	251,865	-	44,187
Extensiones ⁽²⁾	-	-	-	33,063	-	5,801
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisión Técnica ⁽³⁾	-	-	-	48,312	-	8,476
Descubrimientos ⁽⁴⁾	-	-	-	5,536	-	971
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(61,907)	-	(10,861)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2020)	-	-	-	276,869	-	48,574

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE ⁽⁵⁾
TOTAL PROBADO						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2019)	-	-	-	394,148	-	69,149
Extensiones ⁽²⁾	-	-	-	47,078	-	8,259
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisión Técnica ⁽³⁾	-	-	-	4,500	-	789
Descubrimientos ⁽⁴⁾	-	-	-	10,973	-	1,925
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(61,907)	-	(10,861)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2020)	-	-	-	394,792	-	69,262

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE ⁽⁵⁾
TOTAL PROBADO + PROBABLE						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2019)	-	-	-	623,758	-	109,431
Extensiones ⁽²⁾	-	-	-	55,375	-	9,715
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisión Técnica ⁽³⁾	-	-	-	2,116	-	371
Descubrimientos ⁽⁴⁾	-	-	-	17,907	-	3,142
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(61,907)	-	(10,861)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2020)	-	-	-	637,249	-	111,798

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE ⁽⁵⁾
TOTAL PROBADO + PROBABLE + POSIBLE						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2019)	-	-	-	884,838	-	155,235
Extensiones ⁽²⁾	-	-	-	75,194	-	13,192
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽³⁾	-	-	-	2,172	-	381
Descubrimientos ⁽⁴⁾	-	-	-	50,771	-	8,907
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(61,907)	-	(10,861)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2020)	-	-	-	951,069	-	166,854

- (1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo.
- (2) Las extensiones de gas natural convencional están asociadas con el campo de gas Clarinete en el bloque VIM-5.
- (3) Las revisiones técnicas de gas natural convencional están asociadas con los campos de gas Palmer y Nelson en el bloque Esperanza, los campos de gas Clarinete, Oboe y Pandereta en el bloque VIM-5 y el campo de gas Arandala en el bloque VIM-21.
- (4) Los descubrimientos de gas natural convencional están asociados con Nelson-14 en el bloque Esperanza, Pandereta-8 y Porro Norte-1 en el bloque VIM-5 y Arandala-1 y Fresa-1 en el bloque VIM-21, todos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia.
- (5) El término "BOE" significa barril de crudo equivalente en una base de 5.7 Mcf de gas natural por 1 barril de crudo ("bbl") conforme a la práctica regulatoria colombiana.

Reconciliación de Métricas de Reservas 1P de Gas Natural – Participación de Canacol Antes de Regalías ^{(1) (2) (3)}

	Calendario 2020	3-Años Terminados el 31 de diciembre de 2020
	Gas Natural Convencional	Gas Natural Convencional
Gastos de Capital Netos de Gas Natural (M\$ US) ⁽²⁾	\$ 78,216	\$ 239,352
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾	27,418	21,027
F&D Total (M\$ US)	\$ 105,634	\$ 260,379
Adquisiciones Netas (M\$ US)	-	-
FD&A Total (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$ 105,634	\$ 260,379
Adiciones de Reservas (MMCF)	62,551	221,349
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas	-	-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMCF)	62,551	221,349
1P F&D por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁵⁾	\$ 1.69	\$ 1.18
1P FD&A por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$ 1.69	\$ 1.18

- (1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo.
- (2) La Corporación excluye las inversiones de midstream de los cálculos F&D, debido a que estas inversiones de capital representan activos de larga vida de midstream que tienen un potencial de vida operativa de varias décadas, junto con el valor residual. Los gastos de capital de 2018 excluyen US\$8.9 millones relacionados con el financiamiento "lease" relacionado a la segunda compresión en la línea de flujo Sabanas y US\$18.4 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo. Los gastos de capital de 2019 excluyen US\$14.5 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo, la cual fue completada en 2019. No hubo exclusiones en los gastos de capital de 2020.
- (3) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 1P (Total Probadas).
- (4) Los "Gastos de Capital – Cambios en FDC" son redondeados. "FDC" es el Capital de Desarrollo Futuro 1P (Total Probadas).
- (5) F&D 1P – Costos de Descubrimiento y Desarrollo en base 1P (Total Probadas).
- (6) FD&A 1P – Costos de Descubrimiento, Desarrollo y Adquisiciones en base 1P (Total Probadas).
- (7) Con los costos de descubrimiento y desarrollo, los costos agregados de exploración y desarrollo incurridos durante el más reciente año financiero y los cambios en costos estimados de desarrollo futuro durante ese año generalmente no reflejarán los costos totales de descubrimiento y de desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para el año.

Reconciliación de Métricas de Reservas 2P de Gas Natural – Participación de Canacol Antes de Regalías ^{(1) (2) (3)}

		Calendario 2020	3-Años Terminados el 31 de diciembre de 2020
		Gas Natural Convencional	Gas Natural Convencional
Gastos de Capital Netos de Gas Natural (M\$ US) ⁽²⁾	\$	78,216	\$ 239,352
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾		21,724	1,177
F&D Total (M\$ US)	\$	99,940	\$ 240,529
Adquisiciones Netas (M\$ US)		-	-
FD&A Total (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$	99,940	\$ 240,529
Adiciones de Reservas (MMCF)		75,398	287,303
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas		-	-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMCF)		75,398	287,303
2P F&D por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁵⁾	\$	1.33	\$ 0.84
2P FD&A por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$	1.33	\$ 0.84

(1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo.

(2) La Corporación excluye las inversiones de midstream de los cálculos F&D, debido a que estas inversiones de capital representan activos de larga vida de midstream que tienen un potencial de vida operativa de varias décadas, junto con el valor residual. Los gastos de capital de 2018 excluyen US\$8.9 millones relacionados con el financiamiento “lease” relacionado a la segunda compresión en la línea de flujo Sabanas y US\$18.4 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo. Los gastos de capital de 2019 excluyen US\$14.5 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo, la cual fue completada en 2019. No hubo exclusiones en los gastos de capital de 2020.

(3) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 2P (Total Probadas + Probables).

(4) Los “Gastos de Capital – Cambios en FDC” son redondeados. “FDC” es el Capital de Desarrollo Futuro 2P (Total Probadas + Probables).

(5) F&D 2P – Costos de Descubrimiento y Desarrollo en base 2P (Total Probadas + Probables).

(6) FD&A 2P – Costos de Descubrimiento, Desarrollo y Adquisiciones en base 2P (Total Probadas + Probables).

(7) Con los costos de descubrimiento y desarrollo, los costos agregados de exploración y desarrollo incurridos durante el más reciente año financiero y los cambios en costos estimados de desarrollo futuro durante ese año generalmente no reflejarán los costos totales de descubrimiento y de desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para el año.

Reconciliación de Métricas de Reservas 3P de Gas Natural – Participación de Canacol Antes de Regalías ^{(1) (2) (3)}

		Calendario 2020	3-Años Terminados el 31 de diciembre de 2020
		Gas Natural Convencional	Gas Natural Convencional
Gastos de Capital Netos de Gas Natural (M\$ US) ⁽²⁾	\$	78,216	\$ 239,352
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾		25,096	(8,141)
F&D Total (M\$ US)	\$	103,312	\$ 231,211
Adquisiciones Netas (M\$ US)		-	-
FD&A Total (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$	103,312	\$ 231,211
Adiciones de Reservas (MMCF)		128,137	453,184
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas		-	-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMCF)		128,137	453,184
3P F&D por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁵⁾	\$	0.81	\$ 0.51
3P FD&A por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$	0.81	\$ 0.51

(1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo.

(2) La Corporación excluye las inversiones de midstream de los cálculos F&D, debido a que estas inversiones de capital representan activos de larga vida de midstream que tienen un potencial de vida operativa de varias décadas, junto con el valor residual. Los gastos de capital de 2018 excluyen US\$8.9 millones relacionados con el financiamiento “lease” relacionado a la segunda compresión en la línea de flujo Sabanas y US\$18.4 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo. Los gastos de capital de 2019 excluyen US\$14.5 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo, la cual fue completada en 2019. No hubo exclusiones en los gastos de capital de 2020.

(3) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 3P (Total Probadas + Probables + Posibles).

(4) Los “Gastos de Capital – Cambios en FDC” son redondeados. “FDC” es el Capital de Desarrollo Futuro 3P (Total Probadas + Probables + Posibles).

(5) F&D 3P – Costos de Descubrimiento y Desarrollo en base 3P (Total Probadas + Probables + Posibles).

(6) FD&A 3P – Costos de Descubrimiento, Desarrollo y Adquisiciones en base 3P (Total Probadas + Probables + Posibles).

(7) Con los costos de descubrimiento y desarrollo, los costos agregados de exploración y desarrollo incurridos durante el más reciente año financiero y los cambios en costos estimados de desarrollo futuro durante ese año generalmente no reflejarán los costos totales de descubrimiento y de desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para el año.

Las estimaciones de recuperación y reservas de gas natural convencional son sólo estimaciones. No hay garantía de que las reservas estimadas sean recuperadas y las reservas reales de gas natural convencional pueden ser mayores o menores que las estimaciones provistas.

Las reservas de gas natural convencional al 31 de diciembre de 2020 se evalúan en función del precio del gas natural con base en los contratos a largo plazo existentes netos de transporte (si aplica) y ajustados para la inflación, junto con los precios de las ventas de gas interrumpibles basados en la proyección de la Unidad de Planeación Minero Energética (“UPME”), una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Los volúmenes comparativos de gas natural convencional al 31 de diciembre de 2019 se evalúan en función del precio del gas natural con base en los contratos a largo plazo existentes netos de transporte (si aplica) y ajustados para la inflación. Los precios pronosticados utilizados en los informes de reservas se incluyen en la Forma de Información Anual de la Corporación que se archivará en SEDAR antes del 31 de marzo de 2021 en las secciones “Precios Proyectados Utilizados en las Estimaciones” y “Contratos a Futuro” en el “Estado de Reservas y otra Información de Petróleo y Gas”.

Todos los valores en este comunicado están en dólares canadienses a menos que se especifique lo contrario.

Sobre Canacol

Canacol es una empresa de exploración y producción de gas natural con operaciones en Colombia. Las acciones ordinarias de la Compañía cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto, la OTCQX en los Estados Unidos de América y la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNE, CNNEF y CNE.C, respectivamente.

Información y Declaraciones Futuras

Este comunicado contiene algunas declaraciones de resultados futuros dentro del significado de las Leyes y Regulaciones de Acciones. Las declaraciones de resultados futuros están frecuentemente caracterizadas por el uso de palabras como “anticipar”, “continuar”, “estimar”, “esperar”, “objetivo”, “en marcha”, “pueden”, “van”, “proyecto”, “deberán”, “creencia”, “plan”, “intención”, “estrategia” y otras palabras similares o afirmaciones donde ciertos eventos o condiciones “pueden” o “van” a ocurrir, incluyendo sin limitación declaraciones relacionadas a tasas de producción estimadas de las propiedades de la compañía y programas de trabajo y cronogramas asociados.

Las declaraciones de resultados futuros están basadas en las opiniones y estimaciones de la Gerencia en la fecha en la cual las afirmaciones son realizadas y están sujetas a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden causar que los eventos o resultados difieran materialmente de aquellos proyectados en las declaraciones de resultados futuros. La Corporación no puede asegurar que los resultados serán consistentes con las declaraciones de resultados futuros. Estos son realizados en la fecha mencionada, están sujetos a cambiar y la Corporación no asume ninguna obligación de revisarlos o actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, excepto a las exigidas por la ley. Inversionistas Prospecto no deberán confiarse en las declaraciones de resultados futuros. Estos factores incluyen los riesgos inherentes envueltos en la exploración y desarrollo de Crudo y propiedades de Gas Natural, las incertidumbres incluidas en la interpretación de resultados de perforación y otra información geológica y geofísica, precios de energía fluctuantes, la posibilidad del aumento de costos o costos no anticipados o demoras u otras incertidumbres asociadas con la industria del petróleo y gas. Otros factores de riesgo incluyen riesgos asociados a la negociación con gobiernos extranjeros así como con los relacionados a riesgo-país en la realización de actividades internacionales y otros factores, muchos de los cuales están más allá del control de la Corporación.

La evaluación de reservas, efectivas al 31 de diciembre de 2020, fueron conducidas por los evaluadores de reservas independientes de la Corporación Boury Global Energy Consultants Ltd. (“BGEC”) y son realizadas conforme al Instrumento Nacional 51-101 - Estándares de Divulgación para las Actividades de Petróleo y Gas. Las reservas están presentadas en base de unidades de Bcf y barriles de crudo equivalentes de Canacol brutos, utilizando una proyección de precios en dólares estadounidenses. Los valores estimados pueden o no representar el valor justo de mercado.

La evaluación de recursos, vigente a partir del 31 de diciembre de 2019, fue realizada por el evaluador de reservas independiente de la Corporación Gaffney, Cline & Associates (“GCA”), son realizadas conforme al Instrumento Nacional 51-101 - Estándares de divulgación para actividades de petróleo y gas. La Corporación publicó los resultados de la evaluación de recursos el 9 de abril de 2020.

“Bruto” en relación con la participación de la Corporación en la producción o reservas, es su participación (operada o no operada) antes de regalías;

“Neto” en relación con la participación de la Corporación en la producción o reservas, es su participación (operada o no operada) después de regalías;



“Reservas Probadas Desarrolladas Produciendo” son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de los intervalos de completamiento abiertos al momento de la estimación. Estas reservas pueden estar produciendo actualmente o, si se encuentra inactivo, deben haber estado en producción previamente, y la fecha de reanudación de la producción debe conocerse con certeza razonable.

“Reservas probadas” son aquellas reservas que pueden ser estimadas con un alto nivel de certeza de ser recuperables. Es posible que la cantidad efectiva recuperada exceda las reservas probadas estimadas;

“Reservas probables” son aquellas reservas adicionales que tienen un menor nivel de certeza de ser recuperadas que las reservas probadas. Es igualmente posible que la cantidad efectiva recuperada exceda o sea menor que la suma de las reservas probadas más probables estimadas;

“Reservas posibles” son aquellas reservas adicionales que tienen un menor nivel de certeza de ser recuperadas que las reservas probables. Es improbable que la cantidad efectiva recuperada exceda la suma de las reservas probables más las reservas posibles;

Conversión BOE – “BOE” barril de crudo equivalente se deriva de convertir gas natural a crudo con un ratio de 5.7 Mcf de gas natural a un bbl de crudo. El ratio de conversión BOE de 5.7 Mcf a 1 bbl se basa en el método de conversión equivalente de energía aplicable principalmente en el quemador y no representa una equivalencia de valor en cabeza de pozo. Dado que la relación de valor entre el gas natural y el crudo, basada en los precios actuales del gas natural y el crudo, es significativamente diferente a la equivalencia energética 5.7:1, utilizar la conversión 5.7:1 puede ser engañosa como un indicador de valor. En este comunicado, la Corporación ha expresado BOE utilizando la conversión estándar colombiana de 5.7 Mcf: 1 bbl requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

“1P” significa Total Probado

“2P” significa Total Probado + Probable

“3P” significa Total Probado + Probable + Posible

Ratio de reemplazo de Reservas PDP: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Probada Desarrollada Produciendo.

Ratio de reemplazo de Reservas 1P: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada.

Ratio de reemplazo de Reservas 2P: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada + Probable.

Los costos de descubrimiento y desarrollo 2P por millón de pie cúbico (Mcf) representan los costos de exploración y desarrollo incurridos por Mcf de las reservas Totales Probadas + Probables adicionadas durante el año. La Corporación, analistas de la industria e inversionistas utilizan dichas métricas para medir la capacidad de la Corporación para establecer una tendencia a largo plazo de agregar reservas a un costo razonable.

Los costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición 2P por millón de pie cúbico (Mcf) representan los costos de adquisición de propiedades, exploración y desarrollo incurridos por Mcf de reservas Totales Probadas + Probables adicionadas durante el año. La Corporación, analistas de la industria e inversionistas utilizan dichas métricas para medir la capacidad de la Corporación para establecer una tendencia a largo plazo de agregar reservas a un costo razonable.

Con los costos de descubrimiento y desarrollo, el agregado de los costos de exploración y desarrollo incurrido en el más reciente año financiero y el cambio durante ese año en los costos futuros de descubrimiento estimado generalmente no se reflejará el total de costos relacionados con las adiciones de reservas para ese año.

El ratio de reciclaje del gas natural es calculado dividiendo el netback de gas natural por los costos de descubrimiento y desarrollo.

“RLI” Índice de Vida de Reservas es calculado al dividir una categoría de reservas de fin de año por la tasa de producción anualizada del cuarto trimestre.

Información Financiera sin Auditar

Ciertos resultados financieros y operativos incluidos en este comunicado se incluyen deuda neta, gastos de capital, información de producción y costos de operación basados en resultados estimados sin auditar. Estos resultados estimados están sujetos a cambios al término de la auditoría de los resultados financieros de la Compañía al año terminado el 31 de diciembre de 2020 y los cambios podrían ser materiales. Canacol anticipa completar sus resultados financieros auditados y

la discusión y análisis de gerencia para el año terminado el 31 de diciembre de 2020 en o antes del 31 de marzo de 2021 en SEDAR y la Superintendencia Financiera de Colombia.

Este comunicado contiene un número de métricas de crudo y gas, incluyendo F&D y FD&A, reemplazo de reservas y RLI, los cuales no tienen significados estandarizados o métodos estándar de cálculo y por lo tanto estas medidas pueden no ser comparables a medidas similares utilizadas por otras compañías. Dichas métricas han sido incluidas para proveer a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía, pero estas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y su desempeño futuro puede no ser comparable al desempeño de periodos anteriores.

Para más información contactar a:

Relación con el Inversionista

Sur América: +571.621.1747 IR-SA@canacolenergy.com

Global: +1.403.561.1648 IR-GLOBAL@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>
