

Canacol Energy Ltd. Logra un Reemplazo de Reservas 2P de 232% Aumentando las Reservas 2P a 559 BCF con un Valor de US\$1.5B Antes de Impuestos a un Costo de Descubrimiento y Desarrollo (“F&D”) de \$0.32/MCF

CALGARY, ALBERTA - (Febrero 27, 2019) - 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 finalizado el 31 de diciembre de 2018. Las reservas convencionales de gas natural de la Corporación están ubicadas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia.

Resumen de Reservas Brutas de Canacol Energy Ltd.

Tipo de Producto	Reservas Brutas			
	Total Probado (“1P”)	Total Probado + Probable (“2P”)	Total Probado + Probable + Posible (“3P”)	
Gas natural convencional	Bcf	380.2	558.9	739.4
Total crudo equivalente(3)	MMBOE	66.7	98.1	129.7
VPN-10 Antes de impuestos(4)	MM US\$	\$ 1,084.8	\$ 1,523.5	\$ 1,883.6
VPN-10 Después de impuestos(4)	MM US\$	\$ 784.7	\$ 1,082.1	\$ 1,324.5

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

(2) Todas las reservas están presentadas 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:

Total de Reservas Probadas de Gas Natural Convencional (“1P”):

- Aumentaron 16% desde el 31 de diciembre de 2017, llegando a un total de 380 Bcf al 31 de diciembre de 2018
- Reemplazo de reservas de 226% basado las adiciones del año calendario 2018 de 92 Bcf de reservas de gas natural convencional
- Los costos de descubrimiento y desarrollo (“F&D”) de reservas 1P es de US\$0.55/Mcf para el año calendario de 2018
- Para el período de 3 años finalizado el 31 de diciembre de 2018, se logró un 1P F&D de US\$0.84/Mcf
- Los costos de hallazgo, desarrollo y adquisición (“FD&A”) fueron de US\$0.86/Mcf para el período de 3 años que finaliza el 31 de diciembre de 2018
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 6.9x para el año terminado el 31 de diciembre de 2018 (cálculo basado en el *netback* de gas natural para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018)
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 4.8x para el período de tres años terminado el 31 de diciembre de 2018 (cálculo basado en el promedio ponderado del *netback* de gas natural para los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 y para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018)

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

- Aumentaron 11% desde el 31 de diciembre de 2017, totalizando 559 Bcf al 31 de diciembre de 2018, con un valor antes de impuestos, descontado de 10% de US\$1.5 billones, representando un valor de las reservas de CAD\$11.65 por acción y un valor neto de los activos 2P (neto de US\$298 millones de deuda neta) de CAD\$9.37 por acción
- El reemplazo de reservas de 232% basado en el año calendario de 2018 adiciona 95 Bcf de reservas de gas natural convencional
- Los costos F&D 2P de US\$0.32/Mcf para el año calendario de 2018
- Los costos F&D 2P de US\$0.57/Mcf para el período de 3 años finalizado el 31 de diciembre de 2018
- Los costos FD&A 2P de US\$0.58/Mcf para el período de 3 años finalizado el 31 de diciembre de 2018
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 11.8x para el año terminado el 31 de diciembre de 2018 (cálculo basado en el *netback* de gas natural para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018)
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 7.1x para el período de tres años terminado el 31 de diciembre de 2018 (cálculo basado en el promedio ponderado del *netback* de gas natural para los años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016 y para los nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2018)
- El índice de reemplazo de reservas (“RLI”) de 13 años basado en la producción anualizada del cuarto trimestre de 2018 de 116,618 Mcfpd o 20,459 boepd

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

- Aumentaron 13% desde el 31 de diciembre de 2017, totalizando 739 Bcf al 31 de diciembre de 2018, con un valor antes de impuestos, descontado de 10% de US\$1.9 billones

El señor Ravi Sharma, Director de Operaciones de Canacol Energy, comentó: “La Corporación ha logrado un éxito de perforación importante en la exploración y desarrollo de gas natural convencional desde la transacción de Shona Energy en el 2012 y la adquisición de OGX en el 2014. Durante este tiempo, hemos adicionado más de 481 Bcf de reservas 2P de gas natural convencional, provenientes del éxito comercial en 20 de 23 pozos perforados, representando un crecimiento anual compuesto (“TACC”) de 55% con un costo líder en la industria F&D 2P de US\$0.57/Mcf, en un periodo de tres años. Con un portafolio de 145 prospectos y *leads* identificados, que contienen 2.6 TCF de media de recursos prospectivos de gas sin riesgar, 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 2018

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2018, la Corporación registró aumentos en ciertas categorías de reservas como resultado de la perforación y completamiento de las ubicaciones de exploración en Cañahuate-3 en el bloque de gas natural Esperanza, Breva-1 en el bloque de gas natural VIM-21, y Pandereta-3 y Chirimia-1 en el bloque de gas natural VIM-5, 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 2018 (el “informe BGEC 2018”). El informe BGEC 2018 cubre el 100% de las reservas de gas natural convencional de la Corporación.

El informe BGEC 2018 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 2019.

Reservas Brutas de Canacol para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2018

Categoría de Reservas(1)	31-Dic-17 (Bcf)(2)	31-Dic-18 (Bcf)	Diferencia (%)
Total Probadas (1P)	328,630	380,155	16%
Total Probadas + Probables (2P)	505,133	558,886	11%
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	653,071	739,384	13%

- (1) Todas las reservas son presentadas ajustadas a la participación de Canacol antes de regalías
(2) Para fines de comparación año a año, las reservas de gas natural convencional al 31 de diciembre de 2017 se presentan desde que la Corporación dispuso de sus activos de crudo en el año fiscal de 2018

Proyección a 5 Años de los Precios del Gas – Informe BGEC al 31 de diciembre de 2018

		Fecha Reporte	Reservas	2019	2020	2021	2022	2023
Precio promedio ponderado de gas	US\$/MMbtu	31-Dic-18		4.84	5.15	5.13	5.24	5.34

- (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 a la inflación

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

Categoría de Reservas	Antes de impuestos		Después de impuestos		Valor Activo
	31-Dic-18	Valor Activo Neto	31-Dic-18	Valor Activo Neto	31-Dic-18
	(M US\$)(2)	(C\$/acción)(2)	(M US\$)(2)	(C\$/acción)(2)	(C\$/acción)
Total Probadas (1P)	\$ 1,084,811	\$ 6.02	\$ 784,693	\$ 3.72	\$ 3.72
Total Probadas + Probables (2P)	\$ 1,523,538	\$ 9.37	\$ 1,082,704	\$ 6.00	\$ 6.00
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	\$ 1,883,623	\$ 12.13	\$ 1,324,510	\$ 7.85	\$ 7.85

- (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 arriba. Los precios proyectados de gas de BGEC al 31 de diciembre de 2018 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 2018 como el VPN₁₀ menos la deuda neta estimada de US\$298.4 millones (siendo US\$350 millones de deuda bancaria menos el efectivo estimado de US\$51.6 millones) dividido por 177.8 millones de acciones básicas en circulación al 31 de diciembre de 2018. Los cálculos del VAN están convertidos a \$CAD a la tasa de conversión efectiva del 31 de diciembre de 2018 de USD:CAD=1.36.

Índice de Vida de Reservas ("RLI")

Categoría de Reservas	31-Dic-17 (años)(1)	31-Dic-18 (años)(2)
Total Probadas (1P)	10	9
Total Probadas + Probables (2P)	16	13

- (1) Calculado utilizando la producción promedio de los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2017 de 17,577 boepd anualizado. Los volúmenes de producción incluyen los barriles del contrato de producción incremental de Ecuador.
(2) Calculado utilizando la producción promedio de los tres meses terminados 31 de diciembre de 2018 de 116,618 Mcfpd o 20,459 boepd anualizado.
(3) El índice de vida de reservas es calculado al dividir una categoría de reservas de fin de año por la tasa de producción actual esperada.

Reconciliación de Reservas Brutas Año Terminado el 31 de diciembre de 2018 (1)

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE
TOTAL PROBADO						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2017)	7,525	5,273	2,252	328,630	-	65,179
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas(2)	-	-	-	53,629	-	9,409
Descubrimientos(3)	-	-	-	38,769	-	6,802
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones(4)	(7,049)	(4,926)	(2,123)	-	-	(7,049)
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción(5)	(476)	(347)	(129)	(40,873)	-	(7,647)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2018)	-	-	-	380,155	-	66,694

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE
TOTAL PROBADO + PROBABLE						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2017)	13,900	7,568	6,332	505,133	-	102,520
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas(2)	-	-	-	31,079	-	5,452
Descubrimientos(3)	-	-	-	63,547	-	11,149
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones(4)	(13,424)	(7,221)	(6,203)	-	-	(13,424)
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción(5)	(476)	(347)	(129)	(40,873)	-	(7,647)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2018)	-	-	-	558,886	-	98,050

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

(2) Las revisiones técnicas de gas natural convencional están asociadas con los campos de gas Nelson y Clarinete

(3) Los descubrimientos de gas natural convencional están asociados con Cañahuate-3 en el bloque Esperanza, Brevia-1 en el bloque VIM-21 y Pandereta-3 y Chirimía-1 en el bloque VIM-5, todos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia.

(4) Las disposiciones incluyen los activos de crudo de la Corporación en Ecuador (como anunciado el 7 de marzo de 2018) y en Colombia (como anunciado el 28 de septiembre de 2018)

(5) Los volúmenes de producción incluyen los barriles del contrato de producción incremental de Ecuador a las fechas efectivas de las disposiciones

Reconciliación de Métricas de Reservas 1P - Ajustado a la Participación de Canacol Antes de Regalías (1)(2)(3)

	Calendario 2018		3 Años Terminados en Diciembre 31, 2018	
		Gas Natural Convencional		Gas Natural Convencional
Gastos de Capital (M\$ US) (2)	\$	81,839	\$	204,099
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) (4)		(31,373)		(22,560)
F&D Total (M\$ US)	\$	50,466	\$	181,539
Adquisiciones Netas (M\$ US)		-		3,665
FD&A Total (M\$ US) (6)(7)	\$	50,466	\$	185,204
Adiciones de Reservas (MMCF)		92,398		216,384
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas		-		-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMCF)		92,398		216,384
1P F&D por Mcf (US\$/MCF) (5)	\$	0.55	\$	0.84
1P FD&A por Mcf (US\$/MCF) (6)(7)	\$	0.55	\$	0.86

- (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 de 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. En el 2016, dichos gastos de capital incluyeron US\$33 millones relacionados con el financiamiento “lease” de la planta de gas Jobo 2. Los gastos de capital del 2017 excluyen US\$10.2 millones relacionados con la inversión de la Corporación en la línea de flujo Sabanas, US\$8.9 millones relacionados con el financiamiento “lease” de compresión en la línea de flujo Sabanas y US\$18.3 millones relacionados con otras iniciativas de midstream. 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, US\$18.4 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo y US\$4.9 millones relacionados con otras iniciativas de midstream.
- (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 - Ajustado a la Participación de Canacol Antes de Regalías (1)(2)(3)

	Calendario 2018		3 Años Terminados en Diciembre 31, 2018	
		Gas Natural Convencional		Gas Natural Convencional
Gastos de Capital (M\$ US) (2)	\$	81,839	\$	204,099
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) (4)		(51,730)		(44,118)
F&D Total (M\$ US)	\$	30,109	\$	159,981
Adquisiciones Netas (M\$ US)		-		3,665
FD&A Total (M\$ US) (6)(7)	\$	30,109	\$	163,646
Adiciones de Reservas (MMCF)		94,626		280,747
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas		-		-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMCF)		94,626		280,747
2P F&D por Mcf (US\$/MCF) (5)	\$	0.32	\$	0.57
2P FD&A por Mcf (US\$/MCF) (6)(7)	\$	0.32	\$	0.58

- (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 de 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. En el 2016, dichos gastos de capital incluyeron US\$33 millones relacionados con el financiamiento “lease” de la planta de gas Jobo 2. Los gastos de capital del 2017 excluyen US\$10.2 millones relacionados con la inversión de la Corporación en la línea de flujo Sabanas, US\$8.9 millones relacionados con el financiamiento “lease” de compresión en la línea de flujo Sabanas y US\$18.3 millones relacionados con otras iniciativas de midstream. 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, US\$18.4 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo y US\$4.9 millones relacionados con otras iniciativas de midstream.
- (3) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 2P (Total Probada + Probable)
- (4) Los “Gastos de Capital – Cambios en FDC” son redondeados. “FDC” es el Capital de Desarrollo Futuro 2P (Probada + Probable)

- (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.

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 2018 se evalúan en función del precio previsto para cada contrato de gas natural. Los volúmenes comparativos de gas natural convencional al 31 de diciembre de 2017 se evalúan contra el precio del contrato para cada contrato de gas en la fecha efectiva. 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 2019 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.

Canacol es una empresa de exploración y producción con operaciones en Colombia. Las acciones ordinarias de la Corporación 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.

Las evaluaciones de reservas e ingresos futuros netos relacionados, efectivas al 31 de diciembre de 2018, 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 ajustadas a la participación de Canacol antes de regalías, en unidades de miles de barriles de crudo equivalente, utilizando un precio proyectado para el gas y petróleo, ajustado por la calidad del crudo, en dólares americanos. Los valores presentes netos estimados de los ingresos netos futuros relacionados con las reservas pueden no representar el valor justo de mercado.

“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” 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 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.

“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 de 2018.

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 2018 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 2018 en o antes del 31 de marzo de 2019 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 mayor información por favor contactar a:

Oficina de Relación con el Inversionista

+57.1.621.1747

Correo: IR@canacolenergy.com

Página Web: canacolenergy.com