

Canacol Energy Ltd. Anuncia un Incremento de 21% en sus Reservas 2P Hasta 102.5 MMBOE, con un Valor de US\$ 1.6B Antes de Impuestos, Costo de Descubrimiento y Desarrollo ("F&D") de \$0.63/MCF, y un Índice de Vida de Reservas 2P de 16 Años

CALGARY, ALBERTA - (marzo 5, 2018) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX: CNE; OTCQX: CNNEF; BVC: CNEC) se complace en reportar sus reservas convencionales de gas natural y crudo liviano, mediano y pesado, y volúmenes estimados para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2017. Las reservas convencionales de gas natural de la Corporación están ubicadas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. Las reservas de crudo liviano, mediano y pesado de Canacol están ubicadas en las cuencas de Los Llanos, Valle del Magdalena Medio y Caguán-Putumayo en Colombia. Se calculan volúmenes estimados adicionales de crudo liviano y mediano en la cuenca Oriente, Ecuador.

Resumen de Reservas Brutas y Volúmenes Equivalentes de Canacol Energy Ltd.

		Reservas Brutas + Volúmenes Equivalentes		
Tipo de Producto		Total	Total	Total Probado
		Probado ("1P")	+ Probable ("2P")	+ Probable + Posible ("3P")
Gas natural convencional	Bcf	328.6	505.1	653.1
Crudo liviano y mediano(3)	MMbbl	5.3	7.6	9.3
Crudo pesado	MMbbl	2.3	6.3	10.4
Total crudo equivalente(4)	MMBOE	65.2	102.5	134.3
VPN-10 Antes de impuestos(5)	MM US\$	\$ 1,082.7	\$ 1,603.4	\$ 2,031.5
VPN-10 Después de Impuestos(5)	MM US\$	\$ 782.9	\$ 1,136.1	\$ 1,424.3

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

(2) Todas las reservas y volúmenes equivalentes están presentados ajustados a la participación de Canacol antes de regalías

(3) Los volúmenes de crudo liviano y mediano incluyen los volúmenes ajustados a la participación de Canacol y volúmenes equivalentes

(4) 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

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

Los aspectos a destacar incluyen:

- El total de reservas probadas y volúmenes estimados aumentaron un 15% desde el 31 de diciembre de 2016, totalizando 65.2 millones de barriles de petróleo equivalente ("MMBOE") al 31 de diciembre de 2017.
- El total de reservas probadas + probables "2P" y volúmenes estimados aumentaron en 21% desde el 31 de diciembre de 2016, totalizando 102.5 MMBOE al 31 de diciembre de 2017, con un valor antes de impuestos, descontado de 10%, de US\$ 1.6 billones, representando un valor de las reservas de CAD\$ 11.43 por acción y un valor neto de los activos (2P) de CAD\$ 9.53 por acción.
- El total de reservas probadas + probables + posibles ("3P") y volúmenes estimados aumentaron un 27% desde el 31 de diciembre de 2016, totalizando 134,3 MMBOE al 31 de diciembre de 2017, con un valor antes de impuestos, descontado del 10%, de US\$ 2.0 billones.

- Para el año calendario 2017, se logró un reemplazo de reservas 1P del 241% y un reemplazo de reservas 2P del 399%, como resultado de la adición bruta de reservas y volúmenes estimados de 14.4 MMBOE (1P) y 23.9 MMBOE (2P).
- Para el año calendario 2017, se logró un costo de descubrimiento y desarrollo 2P ("F&D") de US\$ 0,63/Mcf para los activos de gas.
- Para el periodo de 3 años finalizado en diciembre 31 de 2017, se logró un 2P F&D de US\$ 0,50/Mcf para los activos de gas.
- Los costos de hallazgo, desarrollo y adquisición 2P ("FD&A") registrados fueron de US\$ 0,56/Mcf para los activos de gas, para el período de 3 años que finaliza el 31 de diciembre de 2017.
- Se registró un índice de vida de reservas 2P ("RLI") de 16 años, basado en la producción anualizada del cuarto trimestre de 2017 de 17,577 BOEPD.

Ravi Sharma, Director de Operaciones de Canacol Energy, comentó: "La Corporación ha logrado un importante éxito en las perforaciones de exploración y desarrollo de gas natural convencional desde la transacción de Shona Energy en 2012. Durante este tiempo, hemos agregado más de 409 BCF de reservas de gas 2P, provenientes de un factor de éxito exploratorio de 16 de 18 pozos perforados, lo que representa una tasa de crecimiento anual compuesta del 40% ("TACC").

El equipo de administración de Canacol continúa ejecutando con éxito su estrategia de crecimiento respecto de su portafolio de gas colombiano de alto valor, con un costo de descubrimiento y desarrollo de 3 años, líder en la industria de US \$ 0,50/Mcf. La Corporación pronostica 230 millones de pies cúbicos de gas por día ("MMcfd") de producción de gas natural al cierre de 2018, así como el éxito continuo de su programa de perforación de exploración y desarrollo de gas en 2018".

Discusión del Informe de Reservas, Año Terminado el 31 de diciembre de 2017

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2017, la Corporación registró aumentos en ciertas categorías de reservas como resultado de la perforación y completamiento de las ubicaciones de exploración en Cañahuat-1 y Cañandong-1 en el bloque de gas natural Esperanza, Toronja-1 en el bloque de gas natural VIM-21 y Pandereta-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 independientes preparado por DeGolyer y MacNaughton, efectivo el 31 de diciembre de 2017 (el "informe D&M 2017"), el informe de reservas independientes preparado por Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGEC") efectivo el 31 de diciembre de 2017 (el "informe BGEC 2017"), y el informe de reservas independientes preparado por Petrotech Engineering Ltd., efectivo el 31 de diciembre de 2017 (el "Informe Petrotech 2017"). El informe D&M 2017 cubre el 100% de las reservas de petróleo de la Corporación y los volúmenes estimados y el 71% de las reservas de gas natural de Canacol en una base 1P, incluidos los campos Nelson y Clarinete.

Cada informe de reservas independiente 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 2018.

Reservas Brutas y Volúmenes Equivalentes de Canacol para el año terminado el 31 de diciembre de 2017

Categoría de Reservas(1)	31-Dic-16 (MBOE)(2)	31-Dic-17 (MBOE)	Diferencia (%)
Total Probadas (1P)	56,735	65,179	15%
Total Probadas + Probables (2P)	84,570	102,519	21%
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	106,016	134,314	27%

(1) Todas las reservas y volúmenes equivalentes son presentados ajustados a la participación de Canacol antes de regalías

(2) MBOE es definido como miles de barriles de crudo equivalente. Los volúmenes de gas son convertidos a BOE utilizando un factor de 5.7mcf/BOE de acuerdo a la práctica de la regulación colombiana

Proyección a 5 Años de los Precios del Crudo – Reporte D&M al 31 de diciembre de 2017 vs. 31 de diciembre de 2016

		Reservas	2018	2019	2020	2021	2022
		Fecha Reporte					
WTI	US\$/Bbl	31-Dic-16	59.16	63.46	68.98	72.52	73.97
WTI	US\$/Bbl	31-Dic-17	58.13	59.80	63.35	67.75	70.89
		% diferencia	-2%	-6%	-8%	-7%	-4%

Proyección a 5 Años de los Precios del Gas – Reporte D&M, BGEC y Petrotech al 31 de diciembre de 2017 vs. 31 de diciembre de 2016

		Reservas	2018	2019	2020	2021	2022
		Fecha Reporte					
Precio promedio ponderado del gas	US\$/MMbtu	31-Dic-16	5.25	5.37	5.50	5.50	5.63
Precio promedio ponderado del gas	US\$/MMbtu	31-Dic-17	4.79	5.19	5.33	5.30	5.46
		% diferencia	-9%	-3%	-3%	-4%	-3%

(1) La proyección del precio del gas se basa en los contratos de gas a largo plazo existentes, netos de transporte (si aplica), ajustados a la inflación

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

Categoría de Reservas	Antes de impuestos		Después de impuestos	
	31-Dic-17 (M US\$)(2)	Valor Activo Neto 31-Dic-17 (\$ CAD/acción)(2)	31-Dic-17 (M US\$)(2)	Valor Activo Neto 31-Dic-17 (\$CAD/acción)(2)
Total Probadas (1P)	\$ 1,082,715	\$ 5.82	\$ 782,903	\$ 3.68
Total Probadas + Probables (2P)	\$ 1,603,394	\$ 9.53	\$ 1,136,088	\$ 6.20
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	\$ 2,031,464	\$ 12.58	\$ 1,424,317	\$ 8.25

(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. El precio de referencia de D&M al 31 de diciembre de 2017 se incluye en el Formulario de Información Anual de la Corporación. Las proyecciones de los precios de gas de D&M, BGEC y Petrotech al 31 de diciembre de 2017 se incluyen en el Formulario de Información Anual de la Corporación.

- (2) El valor del activo neto ("VAN") es calculado al 31 de diciembre de 2017 como el VPN10 menos la deuda neta estimada de US\$266 millones (siendo US\$305 millones de deuda neta bancaria menos el efectivo neto estimado de US\$39 millones) dividido por 176.1 millones de acciones básicas en circulación al 31 de diciembre de 2017. Los cálculos del VAN están convertidos a \$CAD a la tasa de conversión efectiva el 31 de diciembre, 2017 de USD:CAD= 1.255.

Índice de Vida de Reservas ("RLI")

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

- (1) Calculado utilizando la producción promedio de los 3 meses terminados el 31 de diciembre de 2017 de 17,778 BOEpd anualizado. Los volúmenes de producción incluyen los barriles del contrato de producción incremental de Ecuador.
- (2) Calculado utilizando la producción promedio de los 3 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.
- (3) El índice de vida de reservas "RLI" 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 2017 (1)

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE
TOTAL PROBADO						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2016)	7,217	5,087	2,130	282,257	-	56,735
Extensiones(2)	234	234	-	-	-	234
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisión Técnica(3)	1,100	938	162	13,331	-	3,439
Descubrimientos(4)	-	-	-	61,342	-	10,762
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos(5)	5	7	(2)	-	-	5
Producción	(1,030)	(992)	(38)	(28,300)	-	(5,995)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2017)	7,524	5,272	2,252	328,630	-	65,179

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE
TOTAL PROBADO + PROBABLE						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2016)	12,464	7,464	5,000	411,002	-	84,570
Extensiones(2)	303	303	-	-	-	303
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisión Técnica(3)	2,184	787	1,398	18,001	-	5,342
Descubrimientos(4)	-	-	-	104,989	-	18,419
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos(5)	(22)	6	(28)	(561)	-	(120)
Producción	(1,030)	(992)	(38)	(28,300)	-	(5,995)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2017)	13,900	7,568	6,332	505,133	-	102,519

- (1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo
- (2) Las extensiones están asociadas con el activo LLA23

- (3) Las revisiones técnicas (gas natural convencional) están asociadas con los campos de gas Nelson y Clarinete, las revisiones técnicas (crudo liviano/mediano) están asociadas con los activos LLA23 y Ecuador, las revisiones técnicas (crudo pesado) están asociadas con los activos VMM-2 y Ombu
- (4) Los descubrimientos están asociados con Cañahuata-1 y Cañandong-1 en el bloque Esperanza, Toronja-1 en el bloque VIM-21 y con Pandereta-1 en el bloque VIM-5, todos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia.
- (5) Los factores económicos están relacionados a cambios en los factores de precios y regalías
- (6) Los volúmenes de producción incluyen los barriles del contrato de producción incremental de Ecuador

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

	Calendario 2017		3 Años Terminados en Diciembre 31, 2017	
	Gas Natural Convencional		Gas Natural Convencional	
Gastos de Capital (2)	\$	58,490	\$	152,463
Gastos de Capital – Cambios en FDC(4)		18,700		40,000
F&D Total(5)	\$	77,190	\$	192,463
Adquisiciones Netas		-		41,711
FD&A Total(6)(7)	\$	77,190	\$	234,174
Adiciones de Reservas (MBOE)		21,479		67,247
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas		-		6,580
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MBOE)		21,479		73,827
Costos F&D (\$/BOE)(5)	\$	3.59	\$	2.86
Costos FD&A (\$/BOE) (6)(7)	\$	3.59	\$	3.17

- (1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo
- (2) Los números de gastos de capital del 2016 no incluyen 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 Compañía en la línea de flujo Sabanas, US\$8.9 millones relacionados con el financiamiento "lease" relacionado a compresión en la línea de flujo Sabanas y US\$18.3 millones relacionados a 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 (Probable + Probable)
- (5) F&D – Costos de Descubrimiento y Desarrollo en base 2P (Total Probada + Probable)
- (6) FD&A – Costos de Descubrimiento, Desarrollo y Adquisición en base 2P (Total Probada + Probable)
- (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 ese año

Las estimaciones de recuperación y reservas de crudo liviano y mediano, crudo pesado y gas natural convencional son solo estimaciones. No hay garantía de que las reservas estimadas sean recuperadas, y las reservas reales de crudo liviano y mediano, crudo pesado y gas natural convencional pueden ser mayores o menores que las estimaciones provistas.

Las reservas de petróleo crudo liviano y mediano, y crudo pesado al 31 de diciembre de 2017 se evalúan en función del precio previsto de D&M vigente a esa fecha. Los volúmenes comparativos de petróleo crudo liviano y mediano, y crudo pesado al 31 de diciembre de 2016 se evalúan en función de los precios proyectados vigentes a esa fecha. Los volúmenes estimados de crudo liviano se determinan dividiendo el flujo de caja por el precio de tarifa de USD\$ 38.54/barril, que permanece constante durante la vida del contrato de producción incremental. Las reservas de gas natural convencional al 31 de diciembre de 2017 se evalúan contra el pronóstico de precios de contrato para cada contrato de gas. Los volúmenes comparativos de gas natural convencional al 31 de diciembre de 2016 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 2018, en las secciones "Precios Proyectados Utilizados en las Estimaciones" y "Contratos a Futuro" en la "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 y México. 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 2017, fueron conducidas por los evaluadores de reservas independientes de la Corporación DeGolyer and MacNaughton (“D&M”), Boury Energy Consultants Ltd. (“BGEC”) y Petrotech Engineering Ltd. (“Petrotech”) 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;

“Volúmenes equivalentes” se refieren al Volumen 3 de COGEH, Reconocimiento de Reservas para Propiedades Internacionales. Sección 4 – Régimen Fiscal, Contratos de Servicios, y se refieren a aquellos volúmenes producidos bajo un Contrato de Servicio en riesgo en el cual la Corporación no tiene interés directo, pero representan Reservas atribuibles para la Corporación. Por definición, estos volúmenes se calculan como el ingreso de producción dividido por el precio de tarifa fija o el netback operativo por barril, y se consideran adicionales a los volúmenes certificados como reservas. Bajo los términos de este Acuerdo de Servicio, estos volúmenes calculados corresponden a los volúmenes reales producidos. La Corporación tiene una participación accionaria no operada del 25% en el IPC de Ecuador para la cual recibe una tarifa de precio fijo por cada barril incremental producido.

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 barril de crudo equivalente (BOE) representan los costos de exploración y desarrollo incurridos por BOE 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 barril de crudo equivalente (BOE) representan los costos de adquisición de propiedades, exploración y desarrollo incurridos por BOE 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 2017.

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 2017 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 2017 en o antes del 31 de marzo de 2017 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