

Canacol Energy Ltd. Anuncia Reservas 2P de 85 MMBOE con un Valor de US\$1.3B Antes de Impuestos y un Índice de Vida de Reservas de 13 Años

CALGARY, ALBERTA - (Marzo 27, 2017) Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX: CNE; OTCQX: CNEEF; BVC: CNEC) se complace en reportar sus reservas de crudo liviano, mediano y pesado y de gas natural convencional y volúmenes equivalentes para el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2016. La Corporación contrató a DeGolyer and MacNaughton Canada Limited ("DMCL") para preparar las evaluaciones de reservas para sus dos campos principales de gas natural convencional en Colombia y para sus reservas de crudo en Colombia y volúmenes equivalentes en Ecuador. Las reservas y volúmenes equivalentes evaluados por DMCL representan el 92% de las reservas y volúmenes equivalentes totales de la Corporación en una base 1P Total Probada.

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 y mediano de Canacol están ubicadas en las cuencas de los Llanos y del Magdalena Medio, Colombia. Adicionalmente, los volúmenes equivalentes de crudo liviano y mediano se desarrollan en la cuenca Oriente, Ecuador. Las reservas de crudo pesado están ubicadas en la cuenca del Caguán, Colombia.

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

		Reservas Brutas + Volúmenes Equivalentes					
		Probado	Probado	Probado	Total	Total	
		Desarrollado	Desarrollado	No Desarrollado	Total	Probado	+ Probable
		Produciendo	No Produciendo		Probado	+ Probable	+ Posible
Tipo de Producto		("PDP")	("PDNP")	("PUD")	("1P")	("2P")	("3P")
Gas natural convencional	Bcf	236.0	1.0	45.2	282.3	411.0	503.2
Crudo liviano y mediano(3)	MMbbl	1.0	2.0	2.0	5.1	7.5	9.3
Crudo pesado	MMbbl	-	0.1	2.1	2.1	5.0	8.4
Total crudo equivalente(4)	MMBOE	42.4	2.3	12.0	56.7	84.6	106.0
VPN-10 Antes de impuestos (5)	MM US\$	\$ 693.0	\$ 36.5	\$ 170.0	\$ 899.5	\$ 1,330.8	\$ 1,594.2
VPN-10 Después de impuestos (5)	MM US\$	\$ 506.9	\$ 27.9	\$ 116.0	\$ 650.7	\$ 945.3	\$ 1,128.9

(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 miles de dólares y descontado al 10 por ciento

Aspectos a destacar incluyen:

- Las Reservas Probadas Desarrolladas Produciendo "PDP" y volúmenes equivalentes aumentaron un 49% desde el 31 de diciembre de 2015 a un total de 42.4 millones de barriles de crudo equivalente ("MMBOE") a 31 de diciembre de 2016
- Las Reservas Totales Probadas + Probables "2P" y volúmenes equivalentes totalizaron 84.6 MMBOE a 31 de diciembre de 2016, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$1.3 billones, representando CAD\$8.79 por acción
- Se logró un reemplazo de reservas 1P del 166% y un reemplazo de reservas 2P del 194% basado en adiciones de reservas brutas y volúmenes equivalentes durante el año calendario 2016 de 9.3 MMBOE (1P) y 11 MMBOE (2P)
- Se lograron costos de descubrimiento y desarrollo ("F&D") 2P de US\$4.71/BOE para sus activos de gas y US\$5.31/BOE como total corporativo para el año calendario 2016
- Se lograron costos de descubrimiento y desarrollo ("F&D") 2P de US\$2.52/BOE para sus activos de gas y US\$3.48/BOE como total corporativo para un periodo de 2 años terminado el 31 de diciembre de 2016

- Se registraron costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición (“FD&A”) 2P de US\$5.04/BOE para sus activos de gas y US\$5.66/BOE como total corporativo para el año calendario 2016
- Se registró un índice de vida de reservas 2P (“RLI”) de 13 años basado en la producción anualizada del cuarto trimestre del 2016 de 17,778 boepd

Ravi Sharma, *Chief Operating Officer* de Canacol Energy, comentó “durante los últimos 3 años la Corporación ha logrado un importante éxito de exploración y desarrollo de gas natural convencional. Durante este tiempo, hemos adicionado reservas 2P de gas natural convencional de más de 315 BCF, con un éxito comercial en 11 de 12 pozos, representando una tasa compuesta de crecimiento anual (“CAGR”) del 52%. Al 31 de diciembre de 2016, las reservas totales 1P de Canacol y su VPN-10 antes de impuestos correspondiente fueron de 57 MMBOE y US\$900 millones, respectivamente, o CAD\$5.47 por acción. Las reservas totales 2P de la Corporación y su VPN-10 antes de impuestos correspondiente fueron de 85 MMBOE y US\$1.3 billones, respectivamente, o CAD\$8.79 por acción.

El equipo gerencial de Canacol continua ejecutando su estrategia de crecimiento relacionada con el gas colombiano de gran valor. La Corporación estima una producción de gas natural de 130 millones de pies cúbicos de gas por día (“MMcfd”) como tasa de salida para el 2017 y una producción de gas natural de 230 MMcfd como tasa de salida para el 2018. Estos objetivos representan un crecimiento en producción del 44% desde la producción actual de 90 MMcfd y un siguiente crecimiento de producción del 77% desde 130 hasta 230 MMcfd al finalizar el 2018”.

Discusión del Reporte de Reservas del Año Terminado el 31 de Diciembre de 2016

Durante el periodo de seis meses desde junio 30, 2016 hasta diciembre 31, 2016, la Corporación registró aumentos en ciertas categorías de reservas como resultado de la perforación y completamiento de ubicaciones de exploración en Nelson-6, Níspero-1 y Trombón-1 en el bloque de gas natural Esperanza en la Cuenca de Valle Inferior del Magdalena, Colombia.

Las siguientes tablas resumen la información del reporte independiente de reservas preparado por DeGolyer and MacNaughton Canada Limited, efectivo a 31 de diciembre de 2016 (el “reporte DMCL 2016”) y del reporte independiente de reservas preparado por Petrotech Engineering Ltd., efectivo a 31 de diciembre de 2016 (el “reporte Petrotech 2016”). El reporte DMCL 2016 cubre el 100% de las reservas de crudo de la Corporación y de los volúmenes equivalentes y el 90% de las reservas 1P de gas natural de Canacol, incluyendo los campos Nelson y Clarinete.

Cada reporte independiente de reservas fue preparado en concordancia a las definiciones, estándares y procedimientos incluidos en el Manual Canadiense de Evaluación de Petróleo y Gas y el Instrumento Nacional NI 51-101, Estándares de Divulgación de Actividades de Petróleo y Gas (“NI 51-101”). Se incluye información adicional de reservas en el Formulario de Información Anual conforme a lo requerido en NI 51-101, que se publicará en SEDAR y la Superintendencia Financiera el 31 de marzo de 2017.

Reservas Brutas y Volúmenes Equivalentes de Canacol para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2016

Categoría de Reservas(1)	31-Dic-15 (MBOE)(2)	31-Dic-16 (MBOE)	Diferencia (%)
Probadas Desarrolladas Produciendo	28,413	42,426	49%
Probadas Desarrolladas No Produciendo	2,882	2,265	-21%
Probadas No Desarrolladas	21,717	12,045	-45%
Total Probadas(1P)	53,012	56,735	7%
Total Probadas + Probables (2P)	79,229	84,570	7%
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	93,032	106,016	14%

(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 5.7 de acuerdo a la práctica de la regulación colombiana

Proyección a 5 Años de los Precios del Crudo – Reporte DMCL a 31 de diciembre de 2016 vs. 31 de diciembre de 2015

		Reservas	2017	2018	2019	2020	2021
		Fecha Reporte					
WTI	US\$/Bbl	31-Dic-16	55.00	59.16	63.46	68.98	72.52
WTI	US\$/Bbl	31-Dic-15	56.10	60.34	66.86	72.52	77.29
% diferencia			-2%	-2%	-5%	-5%	-6%

Proyección a 5 Años de los Precios del Gas – Reportes DMCL y Petrotech a diciembre 31 de 2016 vs. Petrotech 2015

		Reservas					
		Fecha Reporte	2017	2018	2019	2020	2021
Precio promedio ponderado del gas	US\$/MMbtu	31-Dic-16	5.25	5.25	5.37	5.50	5.50
Precio promedio ponderado del gas	US\$/MMbtu	31-Dic-15	6.21	6.25	6.47	6.70	6.97
% diferencia			-15%	-16%	-17%	-18%	-21%

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

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

Categoría de Reservas	Antes de impuestos		Después de impuestos	
	Valor Activo Neto		Valor Activo Neto	
	31-Dic-16 (M US\$)(2)	31-Dic-16 (\$ CAD/acción)(2)	31-Dic-16 (M US\$)(2)	31-Dic-16 (\$ CAD/acción)(2)
Probadas Desarrolladas Produciendo	\$ 692,992	\$ 3.88	\$ 506,871	\$ 2.44
Probadas Desarrolladas No Produciendo	\$ 36,493	-	\$ 27,886	-
Probadas No Produciendo	\$ 170,046	-	\$ 115,975	-
Total Probadas (1P)	\$ 899,531	\$ 5.47	\$ 650,732	\$ 3.55
Total Probadas + Probables (2P)	\$ 1,330,752	\$ 8.79	\$ 945,302	\$ 5.82
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	\$ 1,594,155	\$ 10.82	\$ 1,128,868	\$ 7.23

- (1) Los valores presente 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 DMCL a diciembre 31 de 2016 se incluye en el Formulario de Información Anual de la Corporación. Las proyecciones de los precios de gas de DMCL y Petrotech al 31 de diciembre de 2016 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 2016 como el VPN₁₀ menos la deuda neta estimada de US\$190 millones (siendo US\$255 millones de deuda bancaria menos el capital de trabajo neto estimado de US\$65 millones) dividido por 174 millones de acciones básicas en circulación al 31 de diciembre de 2016. Los cálculos del VAN están convertidos a \$CAD a USD:CAD = 1.3427.

Índice de Vida de Reservas ("RLI")

Categoría de Reservas(1)	31-Dic-15 (años)(1)	31-Dic-16 (años)(2)
Total Probadas (1P)	16	9
Total Probadas + Probables (2P)	24	13

- (1) Calculado utilizando la producción promedio de los 3 meses terminados el 31 de diciembre de 2015 de 9,064 BOEpd anualizada. 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 2016 de 17,778 BOEpd anualizada. 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 2016 (1)

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Ventas Gas (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE
TOTAL PROBADO						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2015)	7,815	5,632	2,183	257,624	-	53,014
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas(2)	701	746	(45)	19,286	-	4,082
Descubrimientos(3)	-	-	-	30,027	-	5,268
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos(4)	(1)	(1)	-	-	-	(1)
Producción	(1,298)	(1,290)	(8)	(24,681)	-	(5,628)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2016)	7,217	5,087	2,130	282,256	-	56,735

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Ventas Gas (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE
TOTAL PROBADO + PROBABLE						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2015)	13,967	8,614	5,353	371,992	-	79,228
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas(2)	(205)	140	(345)	(6,476)	-	(1,340)
Descubrimientos(3)	-	-	-	70,167	-	12,310
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos(4)	-	-	-	-	-	-
Producción	(1,298)	(1,290)	(8)	(24,681)	-	(5,628)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2016)	12,464	7,464	5,000	411,002	-	84,570

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

(2) 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 asociados con el bloque Ombu

(3) Los descubrimientos están asociados con el descubrimiento Oboe en el bloque VIM-5 y los descubrimientos Níspero, Trombón y Porquero en el bloque Esperanza

(4) Los factores económicos están relacionados a los cambios en los factores de precio y regalías

(5) 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 2016		2 Años Terminados en Diciembre 31, 2016	
	Gas Natural Convencional	Total(4)	Gas Natural Convencional	Total(4)
Gastos de Capital	\$63,770	82,880	93,973	164,418
Gastos de Capital – Cambios en FDC(5)	(11,100)	(27,600)	21,300	(22,700)
F&D Total(6)	\$52,670	55,280	115,273	141,718
Adquisiciones Netas	3,665	3,665	41,711	41,711
FD&A Total (7)(8)	\$56,335	58,945	156,984	183,429
Adiciones de Reservas (MBOE)	11,174	10,407	45,768	40,742
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas	0	0	6,580	6,445
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MBOE)	11,174	10,407	52,348	47,187
Costos F&D (\$/BOE)(6)	\$4.71	\$5.31	\$2.52	\$3.48
Costos FD&A (\$/BOE) (7)(8)	\$5.04	\$5.66	\$3.00	\$3.89

(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

(3) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 2P (Total Probada + Probable)

(4) El Total de petróleo y gas incluye sólo propiedades en Colombia. No se incluye volúmenes equivalentes o capital de Ecuador

(5) “Los gastos de capital – cambios en FDC” son redondeados al M US\$ más cercano. “FDC” es el Capital de Desarrollo Futuro 2P (Probado + Probable)

(6) F&D – Costos de descubrimiento y Desarrollo en base 2P (Total Probada + Probable)

(7) FD&A – Costos de descubrimiento, Desarrollo y Adquisición en base 2P (Total Probada + Probable)

(8) 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 únicamente estimaciones. No hay garantía que las reservas estimadas sean recuperadas y las reservas actuales de crudo liviano y mediano, crudo pesado y gas natural convencional prueben ser mayores o menores que las estimaciones dadas.

Las reservas de crudo liviano y mediano y crudo pesado a 31 de diciembre de 2016 son evaluadas con los precios proyectados de DMCL efectivos a esa fecha. Volúmenes comparativos de crudo liviano y mediano y crudo pesado a 31 de diciembre de 2015 son evaluados con los precios proyectados de DMCL efectivos a esa fecha. Los volúmenes equivalentes de crudo liviano se determinan al dividir el flujo de caja por el precio de la tarifa de USD\$38.54/ barril, el cual permanece constante durante la vida del contrato de producción incremental. Las reservas de gas natural convencional a 31 de diciembre de 2016 son evaluadas con los precios de cada contrato de gas efectivo a esa fecha. Los precios proyectados utilizados en estos reportes están incluidos en el Informe Anual de la Corporación el cual se publicará en SEDAR y la Superintendencia Financiera el 31 de marzo de 2017, bajo las secciones “Precios Proyectados Utilizados en las Estimaciones” y “Contratos Futuros” 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 compañía de producción y exploración con operaciones enfocadas en Colombia, Ecuador y México. La Compañía está listada en el Toronto Stock Exchange, en el OTCQX de Estados Unidos de América y en la Bolsa de Valores de Colombia bajo los símbolos 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 “plan”, “expectativa”, “proyecto”, “intención”, “creencia”, “anticipar”, “estimar” 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. Inversoristas 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 2016, fueron conducidas por los evaluadores de reservas independientes de la Corporación DeGolyer and MacNaughton Canada Ltd. (“DMCL”) 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.

“RLI” Índice de Vida de Reservas es calculado al dividir una categoría de reservas de fin de año por la tasa de producción actual esperada.

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.

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 2016 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 2016 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

Email: corozco@canacolenergy.com o info@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>