

Canacol Energy Ltd. Reporta la Radicación de los Resultados Financieros y Formulario de Información Anual a 31 de diciembre, 2015

CALGARY, ALBERTA – (Marzo 28, 2016) – Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar sus reservas y resultados financieros para los seis meses terminados el 31 de diciembre, 2015. Los valores en dólares están expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: “En Julio de 2015 anunciamos el cambio de nuestro cierre de año fiscal para el 31 de diciembre con la intención de alinear nuestro fin de año con el de las compañías pares de la industria, y aún más importante para reflejar la evolución de Canacol en el 2016 a medida que nos convertimos en un importante productor de gas natural en Colombia. Hoy nos complace reportar los resultados de nuestro primer fin de año a diciembre 31.

Durante la prolongada caída en los precios globales de los *commodities*, particularmente la incesante caída en los precios del petróleo durante el 2015, la cual continúa hasta la fecha, el equipo gerencial de Canacol se ha enfocado en crecer nuestro negocio de gas con alta ganancia operacional en Colombia. La ganancia operacional realizada del gas en Colombia durante el último trimestre del 2015 fue de US\$ 24.03 / boe, reflejando la solidez de este *commodity* en Colombia. El crecimiento en el mercado de gas en Colombia durante el 2015 y desde el primer trimestre del 2016 hasta la fecha, se refleja tanto en el aumento de la producción de gas, la cual a finales de marzo llegará a 90 MMscfp/d, generando ingresos brutos de aproximadamente \$163 millones durante este año, como en el aumento en el valor de las reservas 2P de la Corporación la cuales llegan a 79 MMboe actualmente, y de la cuales el 80% corresponden a gas, con un valor antes de impuestos de \$1.3 billones o C\$9.44 por acción. Estas reservas no incluyen el reciente pozo Oboe-1, el cual probó una tasa combinada de 66 MMscfpd.

Durante el restante 2016, y durante el actual ambiente de bajos precios del petróleo, el equipo gerencial se concentrará en ejecutar su programa de capital de \$52 millones, el cual tendrá como objetivo principal explorar por reservas adicionales de gas provenientes de su amplio portafolio de oportunidades listas para ser perforadas. Así mismo, la Corporación ha iniciado la planeación de un nuevo proyecto de un gasoducto con el fin de aumentar las ventas de gas de Canacol a la costa Caribe de Colombia en 100 MMscfpd adicionales en el 2018. Mientras tanto, la compañía sigue manteniendo un amplio inventario de oportunidades de producción y exploración de crudo liviano, las cuales pueden ser rápidamente realizadas, si los precios globales del petróleo se recuperan a un nivel razonable que justifique la inversión de capital”.

Durante este periodo la Corporación obtuvo muchos logros operacionales y financieros:

- En octubre de 2015, la perforación del reciente pozo Clarinete 2-ST y los resultados de las pruebas combinadas por encima de 30 MMscfpd.
- La perforación del pozo Oboe 1 y los resultados de las pruebas combinadas por encima de 66 MMscfpd (11,579 boepd), con las reservas asociadas aún no incorporadas.
- La terminación de la actualización, conforme al calendario, de la planta de procesamiento de gas en Jobo, propiedad de Canacol, para tener la capacidad actual de procesar 80 MMscfpd de gas.
- El actual ensamble y prueba de la ya finalizada planta de Gas de Promisol en Jobo, para procesar 100 MMscfpd de gas adicionales, llevando la capacidad total de procesamiento de gas de Canacol a 180 MMscfpd.
- La unión de los dos pozos Clarinete 1 y Clarinete 2-ST con la planta de Jobo a través de una línea de flujo de 6” y de 12 kms, de tal manera que ambos pozos tienen ahora la capacidad para entregar gas.

- La inversión estratégica con Cavengas por C\$79 millones en septiembre de 2015, lo cual permitió tanto un pago parcial de la deuda, como la capacidad para mantener un programa de inversión flexible a medida que la Corporación continúa enfocándose en el desarrollo de su importante portafolio de gas natural.

Adicionalmente, Canacol ha estado reduciendo sus costos activamente en el 2016:

- Un presupuesto “Capex” planeado para el 2016 de \$52 millones, un 37% menos que los \$82 millones gastados durante el año calendario 2015.
- Reducciones continuas en los costos en LLA 23, para publicar costos operacionales de \$8.74/boe durante los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015, casi la mitad de los \$15.90/boe durante los doce meses terminados en junio de 2015.
- Importantes reducciones en G&A, las cuales incluyen reducciones en el personal.

Recientemente, la Corporación publicó los reportes de reservas al 31 de diciembre de 2015, de conformidad con NI 51-101, los cuales mostraron un aumento durante el 2015 como resultado de las perforaciones en gas y los cuales le permitieron a la Corporación publicar algunas de las mejores métricas de la industria.

Aspectos a destacar incluyen:

- La reservas probadas desarrolladas produciendo (“PDP”) aumentaron un 110% desde junio de 2015, a un total de 28.4 MMboe al 31 de diciembre de 2015.
- Al 31 de diciembre de 2015, las reservas probadas más probables (“2P”) fueron 79.2 MMboe en total, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de \$1.3 billones, que corresponden a C\$9.44 por acción.
- Se logró un reemplazo de reservas 2P del 1,013%, basado en adiciones brutas de reservas de 30.3 MMboe durante el año calendario 2015, siendo esto más de 10 veces lo producido durante el mismo periodo.
- Se logró un reemplazo de reservas 1P del 656%, basado en adiciones brutas de reservas probadas de 19.7 MMboe durante el año calendario 2015.
- Se lograron unos costos de descubrimiento y desarrollo (“F&D”) de \$1.81/boe para los activos de gas y totales corporativos de \$2.85/boe para el año calendario 2015.
- Se registraron costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición de \$2.44/boe para los activos de gas y totales corporativos de \$3.38/boe para el año calendario 2015.
- Se registró un índice de vida de reservas 2P (“RLI”) de 24 años basado en la producción del 2015 y un RLI de 10 años basado en la producción futura estimada de gas de 90 MMscfpd una vez terminada la ampliación del gasoducto de Promigas (RLI 1P de 16 años y 7 años, respectivamente).

Viendo hacia el restante año calendario 2016, la gerencia permanecerá enfocada en:

- 1) Gastos de capital disciplinados con un capex estimado de \$52 millones basado en un precio WTI de \$30/bbl durante el primer semestre del 2016, y de \$35/bbl durante el segundo semestre del 2016,
- 2) Continuar creciendo la reservas de gas de Canacol en Colombia y la base de producción a través de su programa de exploración con un objetivo de 100 BCF (18 MMboe) de reservas potenciales sin riesgar, el cual inició con el éxito recientemente anunciado en Oboe 1 que probó un tasa combinada de 66 MMscfpd,
- 3) Iniciar la planeación y construcción de un nuevo gasoducto para enviar 100 MMscfpd de nueva producción de gas de Canacol a la Costa del Caribe de Colombia en el 2018, y
- 4) Mantener el amplio inventario de oportunidades de producción y exploración de crudo liviano, las cuales pueden ser rápidamente realizadas, si los precios globales del petróleo se recuperan a un nivel razonable que justifique la inversión de capital.

Aspectos a Destacar para los Tres y Seis Meses Terminados en Diciembre 31, 2015

(en miles de dólares de los Estados Unidos, a excepción de decirse lo contrario; la producción se expresa como participación en la explotación antes de regalías)

Aspectos financieros, operacionales y de reservas a destacar de la Corporación incluyen:

- La reservas probadas desarrolladas produciendo (“PDP”) y volúmenes equivalentes “*deemed volumes*” aumentaron un 110% a 28.4 millones boe al 31 de diciembre de 2015, frente a 13.5 millones boe al 30 de junio de 2015. Las reservas probadas totales (“1P”) y volúmenes equivalentes “*deemed volumes*” aumentaron un 3% a 53 millones boe al 31 de diciembre de 2015, frente a 51.5 millones boe al 30 de junio de 2015.
- El VPN-10 antes de impuestos de las reservas PDP y volúmenes equivalentes “*deemed volumes*” aumentó un 99% a \$570.5 millones al 31 de diciembre de 2015, frente a \$286.7 millones al 30 de junio de 2015 y el VPN-10 antes de impuestos de las reservas 1P y volúmenes equivalentes “*deemed volumes*” aumentó un 16% a \$936.4 millones al 31 de diciembre de 2015, frente a \$810.2 millones al 30 de junio de 2015.
- Los volúmenes de ventas promedio disminuyeron un 21% a 9,010 boepd para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a 11,403 boepd durante el mismo periodo en el 2014. Los volúmenes de ventas promedio disminuyeron un 14% a 9,869 boepd para los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a 11,522 boepd durante los doce meses terminados el 30 de junio de 2015.
- Los volúmenes promedio de producción diaria disminuyeron un 23% a 9,064 boepd para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a 11,822 boepd durante el mismo periodo en el 2014. Los volúmenes promedio de producción diaria disminuyeron un 15% a 9,760 boepd para los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a 11,504 boepd durante los doce meses terminados el 30 de junio de 2015. La disminución general en los volúmenes de producción durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015 frente al mismo periodo en el 2014, es debido principalmente a declinaciones de producción en LLA-23, Rancho Hermoso y otros, así como a una menor producción de gas debido a limitada capacidad del gasoducto para su construcción adicional, compensado por aumentos en la producción de crudo a tarifa de Ecuador. La producción de crudo de LLA-23 disminuyó durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a los tres meses terminados el 30 de septiembre de 2015, debido a que el trimestre anterior incluyó producción asociada con los “*workovers*” realizados durante el trimestre.
- Ingresos por petróleo y gas natural disminuyeron un 55% a \$16.5 millones durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a \$36.4 millones durante el mismo periodo en el 2014. Ingresos por petróleo y gas natural disminuyeron un 74% a \$38.4 millones durante los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a \$149 millones durante los doce meses terminados el 30 de junio de 2015. Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, incluyendo los ingresos relacionados con el Contrato de Producción Incremental en Ecuador (el “CPI de Ecuador”) (ver el Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia) disminuyeron un 45% a \$24 millones durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a \$43.9 millones durante el mismo periodo en el 2014. Ingresos ajustados por petróleo y gas natural disminuyeron un 70% a \$53.9 millones durante los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a \$177.9 millones durante los doce meses terminados el 30 de junio de 2015.
- La ganancia promedio operacional corporativa “*netback*” disminuyó un 13% a \$21.96/boe durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a \$25.14/boe durante el mismo periodo en el 2014. La ganancia promedio operacional corporativa “*netback*” disminuyó un 20% a \$22.38/boe durante los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a \$28.05/boe durante los doce meses terminados el 30 de junio de 2015. La ganancia operacional corporativa “*netback*” incluye los resultados del CPI de Ecuador.
- Fondos ajustados provenientes de operaciones disminuyeron un 62% a \$8.5 millones durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a \$23 millones durante el mismo periodo en el 2014. Fondos ajustados provenientes de operaciones disminuyeron un 73% a \$23.7 millones durante los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a \$87.4 millones durante los doce meses terminados el 30 de junio de 2015.
- La Corporación registró una pérdida total de \$84.5 millones durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a \$46 millones durante el mismo periodo en el 2014. La pérdida durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2015 se derivó principalmente por partidas distinto a efectivo que no afectaron el negocio principal de la Corporación. Aún más importante, el gasto distinto a efectivo por ajuste en el valor de los activos –“*impairment*”- de desarrollo y producción de \$44.6 millones, el gasto distinto a

efectivo de agotamiento y depreciación de \$13.9 millones, el gasto no efectivo del impuesto de renta diferido de \$8.8 millones y el gasto distinto a efectivo de exploración de \$8.7 millones. La Corporación registró una pérdida de \$103.5 millones durante los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015, frente a una pérdida de \$106 millones durante los doce meses terminados el 30 de junio de 2015. La pérdida durante los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015 derivó principalmente por partidas distintas a efectivo que no afectaron el negocio principal de la Corporación. Aún más importante, el gasto distinto a efectivo por ajuste en el valor de los activos de desarrollo y producción de \$44.6 millones, el gasto distinto a efectivo de agotamiento y depreciación de \$26.5 millones, el gasto distinto a efectivo del impuesto a la renta diferido de \$12.3 millones y el gasto distinto a efectivo de exploración de \$8.7 millones.

- Los gastos de capital “*capex*” durante los tres y seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015 fueron de \$22.4 millones y \$44.7 millones, respectivamente, mientras que los gastos de capital ajustados, incluyendo los valores relacionados con el CPI de Ecuador, fueron de \$22.9 millones y \$48.9 millones, respectivamente. Los gastos de capital durante los tres y seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015, incluyendo los costos no en efectivo de desmantelamiento por \$7.9 millones y \$10.7 millones, respectivamente, y remuneración capitalizada no en efectivo basada en acciones de \$0.5 millones y \$0.9 millones, respectivamente.
- Al 31 de diciembre de 2015, la Corporación tenía \$43.3 millones en efectivo y \$61.7 millones en efectivo restringido.

Financieros	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2014		Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	
			Cambio			Cambio
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	16,472	36,404	(55%)	38,430	149,047	(74%)
Ingresos por petróleo y gas natural ajustados, netos de regalías ⁽²⁾	23,953	43,878	(45%)	53,852	177,937	(70%)
Efectivo aportado por actividades operativas	4,974	31,743	(84%)	19,276	64,445	(70%)
Por acción – básico (\$)	0.03	0.29	(90%)	0.14	0.58	(76%)
Por acción – diluido (\$)	0.03	0.29	(90%)	0.13	0.58	(78%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	8,473	22,952	(62%)	23,690	87,395	(73%)
Por acción – básicos (\$)	0.05	0.21	(76%)	0.17	0.79	(78%)
Por acción – diluidos (\$)	0.05	0.21	(76%)	0.16	0.78	(79%)
Pérdida total	(84,466)	(45,970)	84%	(103,495)	(106,022)	(2%)
Por acción – básica (\$)	(0.54)	(0.43)	26%	(0.72)	(0.96)	(25%)
Por acción – diluida (\$)	(0.54)	(0.43)	26%	(0.72)	(0.96)	(25%)
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	22,394	78,403	(71%)	44,693	217,342	(79%)
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	22,867	87,228	(74%)	48,947	243,108	(80%)
				Diciembre 31 de 2015	Junio 30 de 2015	Cambio
Efectivo				43,257	45,765	(5%)
Efectivo restringido				61,721	61,772	-
Superávit de capital de trabajo, excluidos conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾				46,310	62,883	(26%)
Deuda con bancos a largo plazo				248,228	267,023	(7%)
Total activos				668,349	669,742	-
Acciones ordinarias, final del período (000)				159,266	126,434	26%
Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2014		Seis meses terminados en diciembre 31 de 2015	Doce meses terminados en junio 30 de 2015	
			Cambio			Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	5,523	8,586	(36%)	6,253	7,999	(22%)
Gas natural	3,541	3,236	9%	3,507	3,505	-
Total ⁽²⁾	9,064	11,822	(23%)	9,760	11,504	(15%)
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo ⁽³⁾	5,468	8,187	(33%)	6,370	8,010	(20%)
Gas natural	3,542	3,216	10%	3,499	3,512	-
Total ⁽²⁾	9,010	11,403	(21%)	9,869	11,522	(14%)
Precios realizados de venta (\$/boe)						
LLA 23 (petróleo)	28.56	58.62	(51%)	31.89	59.91	(47%)
Esperanza (gas natural)	28.77	25.12	15%	27.67	25.04	11%
Clarinete (gas natural)	31.37	-	n/a	31.37	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	31.20	45.55	(32%)	32.18	45.76	(30%)
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
LLA 23 (petróleo)	12.02	30.78	(61%)	16.74	34.91	(52%)
Esperanza (gas natural)	24.03	20.04	20%	23.27	20.62	13%
Clarinete (gas natural)	20.78	-	n/a	20.78	-	n/a
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-
Total ⁽²⁾	21.96	25.14	(13%)	22.38	28.05	(20%)

(1) Medida que no está en las NIIF – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

(3) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa en relación con el CPI de Ecuador.

La Corporación ha radicado ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá sus estados financieros consolidados auditados y el correspondiente Reporte de Discusión y Análisis de la Administración y la Forma Anual de Información al y para los seis meses terminados el 31 de diciembre de 2015. Estas radicaciones están disponibles para revisión en www.superfinanciera.gov.co y www.sedar.com.

Canacol es una compañía de producción y exploración con operaciones enfocadas en Colombia y Ecuador. 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.

Este comunicado de prensa 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. 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.

Otros riesgos están descritos totalmente en el más reciente Reporte de Discusión y Análisis de la Administración ("MD&A") y Forma Anual de Información de la Corporación, a los cuales se hace referencia en este comunicado y los cuales son radicados en www.superfinanciera.gov.co y www.sedar.com. Las figuras de producción promedio para un periodo determinado se derivan del promedio aritmético de la información de producción histórica y fluctuante para el periodo completo indicado, y, por consiguiente no representan una tasa constante de producción para ese periodo y no son un indicador del comportamiento futuro de la producción. La información detallada relacionada con la producción mensual en los campos operados por la Corporación en Colombia la brinda el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada en la página web del Ministerio; en la página web de la Corporación se encuentra un link directo a esta información. Los datos que hacen referencia a producción "neta" se refieren a la producción ajustada a la participación de la Corporación antes de regalías.

Uso de las Medidas Financieras que no están en las NIIF– Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el contrato de producción incremental para los campos de Libertador y Atacapi en Ecuador ("CPI de Ecuador") conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías. Este comunicado también brinda información sobre los fondos ajustados provenientes de operaciones. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. Para más detalles sobre como la Corporación reconcilia el efectivo proveniente de actividades operacionales con los fondos ajustados provenientes de operaciones, favor referirse a la sección "Medidas que no están en las NIIF" del Reporte de Discusión y Análisis de la Administración de la Corporación. Adicionalmente, este comunicado hace referencia a las medidas de capital de trabajo y ganancia operacional – "netback". El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos todos los ítems distintos a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles equivalentes ("boe") usando una conversión. La ganancia operacional es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

Las evaluaciones de reservas, efectivas al 31 de diciembre del 2015, fueron conducidas por los evaluadores de reservas independientes de la Corporación DeGolyer and MacNaughton ("D&M") 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.

“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;

“volúmenes equivalentes” están definidos como aquellos volúmenes producidos bajo un acuerdo de servicios en el que la Corporación no tiene una participación directa, pero representan reservas atribuibles a la Corporación calculadas utilizando el flujo de caja dividido en la tarifa fija durante la vida de las reservas. La Corporación tiene una participación no operativa en un contrato de producción incremental en Ecuador, por la cual recibe una tarifa fija por cada barril incremental producido.

Conversión boe – “boe” barril de crudo equivalente se deriva de convertir gas natural en petróleo en una razón de 5.7 Mcf de gas natural por un barril de petróleo. La razón de conversión de BOE de 5.7 Mcf a 1 bbl se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. Dado que el valor de la razón entre gas natural y crudo basado en los actuales precios del gas natural y del crudo es significativamente diferente de la equivalencia energética de 5.7:1, utilizar una conversión en una base de 5.7:1 puede ser un indicador de valor engañoso. En este comunicado de prensa, 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.

Razón de Reemplazo de las Reservas 1P: razón de adiciones de reservas a la producción, sobre una base probada, tal y como es reportado en los estados financieros durante el año fiscal terminado el 31 de diciembre, sin incluir adquisiciones y disposiciones

Razón de Reemplazo de las Reservas 2P: razón de adiciones de reservas a la producción, sobre una base probada + probable, tal y como es reportado en los estados financieros durante el año fiscal terminado el 31 de diciembre, sin incluir adquisiciones y disposiciones

Con los costos de descubrimiento y desarrollo, los costos agregados de exploración y desarrollo incurridos en el año financiero más reciente y los cambios en los costos de desarrollo futuros estimados durante ese año, generalmente no reflejan la totalidad de los costos de descubrimiento y desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para ese año

Este comunicado contiene un número de métricas de petróleo y gas, incluyendo F&D, FD&A, razón de reemplazo y RLI, las cuales no tienen un significado estandarizado o métodos de cálculo estándar, y por lo tanto, dichas medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras compañías. Estas medidas han sido incluidas para brindar a los lectores medidas adicionales para evaluar el comportamiento de la Corporación; sin embargo, dichas medidas no son indicadores confiables del comportamiento futuro de la Corporación y el comportamiento futuro puede no ser comparable con el comportamiento en 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>