

Canacol Energy Ltd. Aumenta en un 110% las Reservas PDP y Adiciona Reservas 2P de 30.3 MMboe para el Año Calendario 2015 (reemplazo de reservas del 1,013%) para Presentar un F&D 2P de US\$2.85/boe

CALGARY, ALBERTA - (Marzo 16, 2016) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar sus reservas para el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2015 para sus activos en Colombia y Ecuador. Aspectos a destacar incluyen:

- Reservas Probadas, Desarrolladas, Produciendo ("PDP") aumentaron un 110% desde junio 30 2015 a un total de 28.4 millones de barriles de crudo equivalente ("MMboe") al diciembre 31 de 2015
- Reservas Probadas más Probables ("2P") totalizaron 79.2 MMboe al 31 de diciembre de 2015, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$1.3 billones, siendo CAN\$9.44/acción
- Se logró un reemplazo en las reservas 2P del 1,013%, basado en las adiciones totales de reservas en el año calendario 2015 de 30.3 MMboe, siendo esto más de 10 veces lo producido durante el mismo periodo
- Se logró un reemplazo en las reservas 1P del 656%, basado en las adiciones de reservas totales probadas en el año calendario 2015 de 19.7 MMboe
- Se lograron costos de descubrimiento y desarrollo 2P (*finding and development* "F&D") de \$1,81/boe para sus activos de gas y US\$2,85/boe como costo total corporativo para el año calendario 2015
- Se lograron costos F&D 2P de US\$3.78/boe para sus activos de gas y US\$7.18/boe como costo total corporativo para el periodo de 2.5 años terminado el 31 de diciembre de 2015
- Se registraron costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición 2P ("FD&A") de US\$2.44/boe para sus activos de gas y US\$3.38/boe como costo total corporativo para el año calendario 2015
- Se registró un índice de vida de reservas 2P ("RLI") de 24 años basados en la producción del 2015 y un RLI de 10 años basado en la producción futura de gas esperada de 90 MMscfpd una vez terminada la ampliación del gasoducto de Promigas (1P RLI siendo de 16 años y 7 años, respectivamente)
- Los reportes de reservas a 31 de diciembre de 2015 no incluyen los resultados del exitoso pozo Oboe 1, el cual se terminó de perforar en febrero de 2016 y recientemente probó una producción acumulada de 66 MMscfpd

Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol, comentó "Durante un periodo caracterizado por declinaciones significativas en los precios globales de los *commodities*, nos hemos enfocado exclusivamente en aumentar el valor de nuestra base de reservas de gas para nuestros accionistas. Para este fin, me complace reportar que tanto la cantidad como el valor de nuestra base de reservas probadas, principalmente debido al continuo crecimiento de nuestra plataforma de gas en Colombia durante los pasados 6 meses. Desde el último reporte de reservas emitido en junio de 2015, las reservas probadas, desarrolladas en producción, la categoría de reservas de mayor valor y más importante, aumentaron en un 110% y las reservas totales probadas aumentaron en un 3% a 28.4 millones de barriles de crudo equivalente y 53 millones de barriles de crudo equivalente, respectivamente. Aún más importante, el valor antes de impuestos descontado al 10% de las reservas probadas de Canacol aumentó en un 16% a US\$ 937 millones, lo cual corresponde a CAN \$6.32 por acción. Las reservas totales 2P permanecieron relativamente estables durante el periodo de reporte de 6 meses en 79 millones de barriles de crudo equivalente, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$ 1.3 billones, o CAN\$ 9.44 por acción.

El equipo gerencial de Canacol continúa ejecutando exitosamente su estrategia de crecimiento relacionada con el mercado de gas de gran valor en Colombia, caracterizado tanto por el reciente éxito en el pozo Oboe 1, como por el crecimiento en la producción de gas a 90 MMscfpd a finales de marzo de 2016. Las reservas asociadas con el pozo Oboe 1, el cual probó una tasa combinada de 66 MMscfpd en tres diferentes zonas, no están incluidas en este reporte de reservas, y serán objeto de un reporte de reservas separado el cual será publicado en junio de 2016, el cual aumentará la base de reservas probadas de Canacol. Canacol estima que la producción promedio de gas durante el año calendario 2016 será de aproximadamente 80 MMscfpd (14,035 boepd) (incluyendo aproximadamente 90 MMscfpd durante los últimos tres trimestres del año calendario 2016) a un precio promedio estimado de US\$5.60 / mil pies cúbicos estándar ("mscf") (US\$ 31.92/ boe), con una ganancia operacional "*netback*" de aproximadamente US\$ 4.56/mcf (US\$ 26.00/boe), generando unos unos ingresos totales aproximados de US\$163 millones.

Desde el punto de vista de las reservas, para el restante 2016, se verá al equipo gerencial enfocado en el crecer nuestras reservas de gas en Colombia y nuestra base de producción con la ejecución de nuestro amplio portafolio de exploración de gas. Así mismo, el equipo gerencial se encuentra negociando la construcción de un nuevo gasoducto para enviar 100 MMscfpd de nueva producción de gas a la costa del Caribe en el 2018. Mientras tanto, Canacol mantiene un amplio inventario de oportunidades de perforación de crudo liviano, las cuales pueden ser rápidamente ejecutadas en el momento en el que se recuperen en un nivel razonable los precios globales del petróleo y justifiquen la inversión del capital”.

Reporte de Reservas para el Año Terminado el 31 de Diciembre: Discusión sobre las Reservas

Las siguientes tablas resumen la información encontrada en el reporte de reservas independiente preparado por DeGolyer and MacNaughton Canada Limited con fecha del 8 de Marzo de 2016 y cuya fecha efectiva es del 31 de diciembre de 2015 (el “reporte D&M 2015”) y el reporte independiente de reservas preparado por Petrotech Engineering Ltd. con fecha del 11 de marzo de 2016 y cuya fecha efectiva es del 31 de diciembre de 2015 (el “reporte de Petrotech 2015”) FECHA EFECTIVA. Se incluye la información comparativa para el reporte independiente de reservas preparado por D&M con fecha del 10 de septiembre de 2015 y cuya fecha efectiva es del 30 de junio de 2015 y el reporte independiente de reservas preparado por Petrotech con fecha del 2 de septiembre y cuya fecha efectiva es del 30 de junio de 2015. El reporte de fin de año efectivo el 31 de diciembre de 2015 está preparado en relación con el cambio de fin de año fiscal de Canacol, tal y como fue anunciado el 15 de julio de 2015.

Reservas Ajustadas a la Participación de Canacol Antes de Regalías para el Año Terminado el 31 de Diciembre de 2015

Categoría de Reservas ⁽¹⁾	30-Jun-15 (Mboe) ⁽²⁾	31-Dic-15 (Mboe)	Diferencia (%)
Probadas Desarrolladas Produciendo	13,548	28,413	110
Probadas (1P)	51,468	53,012	3
Probadas más Probables (2P)	79,853	79,229	(1)
Probadas más Probables más Posibles (3P)	91,565	93,032	2

(1) Todas las reservas son presentadas ajustadas 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.

Reservas Ajustadas a la Participación de Canacol Antes de Regalías para el Año Terminado el 31 de Diciembre de 2015 por Tipo de Producto ⁽¹⁾

		Probadas Desarrolladas Produciendo	Total Probadas	Total Probadas + Probables	Total Probadas + Probables + Posibles
Crudo Liviano y Mediano (2)	Mbbl	751	5,632	8,615	10,857
Crudo Pesado	Mbbl	-	2,183	5,353	8,636
Gas Natural Convencional	MMcf	157,676	257,623	371,992	419,170
Crudo Equivalente Total(3)	Mboe	28,413	53,012	79,229	93,032

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

(2) Los volúmenes de crudo liviano y mediano incluyen volúmenes ajustados a la participación de Canacol y volúmenes equivalentes “deemed volumes”.

(3) El término “Boe” significa barriles de crudo equivalente en una base de 5.7 Mcf de gas natural por 1 barril de petróleo (“bbl”) de acuerdo a la práctica de la Regulación Colombiana.

Proyección a 5 Años de los Precios del Crudo – Reporte D&M Diciembre 31, 2015 y Junio 30, 2015

		Fecha Reporte Reservas	2016	2017	2018	2019	2020
WTI	US\$/ Bbl	31-Dic-15	48.00	56.10	60.34	66.86	72.52
WTI	US\$/ Bbl	30-Jun-15	66.30	72.83	79.59	84.43	86.12
% diferencia			-28%	-23%	-24%	-21%	-16%

Proyección a 5 Años de los Precios del Gas – Reporte Petrotech Diciembre 31, 2015

		Fecha Reporte Reservas	2016	2017	2018	2019	2020
Precio promedio combinado del gas de Esperanza & Clarinete	US\$/ Mmbtu	31-Dic-15	5.60	6.21	6.25	6.47	6.70

Resumen del Valor Presente Neto de las Reservas Antes de Impuestos (1)

Categoría de reservas	VPN10 antes imp 30-Jun-15 (M US\$)(2)	VPN10 antes imp 31-Dic-15 (M US\$)(2)	Valor Neto del Activo 31-Dic-15 (\$ CDN/share)(3)
Probadas Desarrolladas Produciendo	286,718	570,544	3.14
Probadas (1P)	810,245	936,350	6.32
Probadas más probables (2P)	1,227,053	1,294,868	9.44
Probadas más probables más posibles (3P)	1,417,030	1,481,502	11.06

Resumen Valor Presente Neto de las Reservas Después de Impuestos (1)

Categoría de reservas	VPN10 después imp 30-Jun-15 (M US\$)(2)	VPN10 después imp 31-Dic-15 (M US\$)(2)	Valor Neto Del Activo 31-Dic-15 (\$ CDN/acción)(3)
Probadas Desarrolladas Produciendo	174,071	393,029	1.59
Probadas (1P)	535,079	638,950	3.73
Probadas más probables (2P)	808,215	872,610	5.76
Probadas más probables más posibles (3P)	930,486	995,232	6.83

- (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. Los precios de referencia de D&M al 31 de diciembre de 2015 y junio 30 de 2015 se incluyen en Reporte de Información Anual de la Corporación. Las proyecciones de los precios de gas de Petrotech al 31 de diciembre de 2015 y junio 30 de 2015 se incluyen en Reporte de Información Anual de la Corporación.
- (2) Los Costos de Desarrollo Futuro al 30 de junio de 2015 se incluyen en \$153.6 millones para 1P y \$213.6 millones para 2P. Los Costos de Desarrollo Futuro al 31 de diciembre de 2015 se incluyen en \$140.7 millones para 1P y \$202.3 millones para 2P. Los costos estimados no están descontados.
- (3) El valor del activo neto ("VAN") está calculado al 31 de diciembre de 2015 como el VPN10 menos la deuda neta estimada de US\$210 millones (siendo \$255 millones de deuda bancaria menos el capital de trabajo neto estimado de \$45 millones) dividido por 159 millones de acciones en circulación al 31 de diciembre de 2015. Los cálculos del VAN están convertidos a \$CAD a USD:CAD = 1.384.

Índice de Vida de Reservas ("RLI")

Categoría de Reservas(1)	30-Jun-15 (años.)(1)	31-Dic-15 (años.)(2)	Diciembre Pro forma (3)
Probadas (1P)	14	16	7
Probadas más probables (2P)	22	24	10

- (1) Calculado utilizando la producción promedio de los 3 meses terminados el 30 de junio de 2015 de 9,961 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 2015 de 9,064 boepd anualizada. Los volúmenes de producción incluyen los barriles del contrato de producción incremental de Ecuador.

- (3) Calculado utilizando la producción promedio de los 3 meses terminados el 31 de diciembre de 2015 de 5,523 boepd anualizada para las propiedades de petróleo y utilizando 90 MMcf/d (siendo esta la máxima capacidad actual del gasoducto y de ventas anualizada).

Reconciliación de Reservas Ajustadas a la Participación de Canacol Antes de Regalías Año Terminado el 31 de Diciembre de 2015 (1)

	Total Probadas (Mboe)	Total Probadas + Probables (Mboe)
30-Jun-15	51,468	79,853
Revisiones técnicas y económicas (2)	3,299	1,131
Producción (3)	(1,755)	(1,755)
31-Dic-15	53,012	79,229

- (1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo.
(2) Las revisiones técnicas y económicas de las reservas Probadas más Probables están principalmente asociadas con las evaluaciones de los activos en Llanos 23 y Capella.
(3) Los volúmenes de producción incluyen los barriles del contrato de producción incremental en Ecuador.

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

	Calendario 2015		2.5 Años terminando en diciembre 31, 2015	
	Gas	Total(4)	Gas	Total(4)
Balance de Inicio	25,419	40,678	16,667	31,347
Revisiones Técnicas	14,854	11,167	19,145	15,445
Descubrimientos & Extensiones	19,739	20,283	25,862	30,033
Adquisiciones & Disposiciones	6,580	6,446	6,580	7,186
Factores Económicos	-	(1,116)	-	(1,116)
Producción	(1,331)	(2,994)	(2,992)	(8,430)
Balance Final, 31-Dic-15	65,262	74,465	65,262	74,465

- (1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo.
(2) Calculado utilizando gastos de capital estimados sin auditar y netback en efectivo estimado sin auditar al 31 de diciembre de 2015. Ver sección de advertencia "Información Financiera sin Auditar".
(3) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 2P (Total Probada + Probable).
(4) Incluye sólo propiedades en Colombia. No se incluyen volúmenes equivalentes o capital de Ecuador.

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

	Calendario 2015		2.5 Años terminando en diciembre 31, 2015	
	Gas	Total(4)	Gas	Total(4)
Gastos de Capital Capex	\$30,203	81,538	98,128	315,258
Gastos de Capital – Cambios en FDC(5)	32,400	4,900	72,200	3,200
F&D Total (6)	\$62,603	86,438	170,328	318,458
Adquisiciones Netas	38,046	38,046	53,917	113,917
FD&A Total (7)(8)	\$100,649	124,484	224,245	432,375
Adiciones de Reservas (Mboe)	34,594	30,335	45,007	44,362
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas	6,580	6,446	6,580	7,186
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (Mboe)	41,174	36,781	51,587	51,548
Costos F&D (\$/boe)(6)	\$1.81	\$2.85	\$3.78	\$7.18
Costos FD&A (\$/boe) (7)(8)	2.44	3.38	4.35	8.39

- (1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo.
- (2) Calculado utilizando gastos de capital estimados sin auditar y netback en efectivo estimado sin auditar al 31 de diciembre de 2015. Ver sección de advertencia “Información Financiera sin Auditar”.
- (3) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 2P (Total Probada + Probable).
- (4) Incluye sólo propiedades en Colombia. No se incluyen 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 más 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 y de desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para ese año.

Durante el periodo de seis meses, del 30 de junio de 2015 al 31 de diciembre de 2015, la Corporación registró aumentos en ciertas categorías de reservas como resultado de la perforación y completamiento de una locación probada no desarrollada en Clarinete 2 en VIM 5 en la Cuenca del Magdalena Inferior. Se logró un aumento significativo en las reservas probadas desarrolladas produciendo con el completamiento y unión de 2 pozos de gas en el Campo Clarinete a la Estación Jobo. Las actividades para unir estos pozos fueron terminadas exitosamente antes del 31 de diciembre de 2015, en apoyo al objetivo de la Corporación de monetizar los buenos activos de gas.

La Corporación ha contratado a D&M para preparar las evaluaciones independientes de los activos de crudo liviano y mediano y de crudo pesado. La Corporación ha contratado a Petrotech para preparar las evaluaciones independientes de los activos convencionales de gas natural. Cada reporte independiente de reservas fue preparado conforme a las definiciones, estándares y procedimientos del Manual Canadiense de Evaluación de Petróleo y Gas (“COGE Handbook”) y el Instrumento Nacional NI 51-101, Estándares de Divulgación para las Actividades de Petróleo y Gas (“NI 51-101”). Se incluirá información adicional sobre las reservas en la Forma Anual de Información de la Corporación, tal y como es requerido en el NI 51-101, el cual será publicado en SEDAR y www.superfinanciera.gov.co el 30 de Marzo de 2016. Todos los valores en dólares se presentan en dólares de los Estados Unidos, a excepción de decirse lo contrario.

La recuperación y estimación de reservas de crudo liviano y mediano, crudo pesado y gas natural convencional son simplemente estimaciones. No hay garantía que las reservas estimadas sean recuperadas y las reservas actuales de crudo liviano y mediano, crudo pesado y gas natural pueden probar ser mayores que, o menores que, las estimaciones dadas.

Las reservas de crudo liviano y mediano de Canaco están ubicadas en las cuencas de los Llanos y Valle Medio del Magdalena. Las reservas de crudo pesado están ubicadas en la cuenca del Caguán. Los volúmenes equivalentes “deemed volumes” adicionales y crudo mediano son desarrollados en la Cuenca Oriente en Ecuador. Las reservas de Canacol de gas natural convencional están ubicadas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

Las reservas de crudo liviano y mediano y crudo pesado al 31 de diciembre de 2015 son evaluadas en comparación con el precio proyectado de D&M efectivo a esa fecha. Los volúmenes comparativos de crudo liviano y mediano y crudo pesado al 30 de junio de 2015 son evaluadas en comparación con el precio proyectado de D&M efectivo a esa fecha. Los volúmenes equivalentes de crudo liviano están definidos al dividir el flujo de caja en la tarifa de USD\$38.54/ barril, la cual permanece constante durante la vida del contrato de producción incremental. Las reservas de gas natural convencional al 31 de diciembre de 2015 son evaluadas en comparación con el precio proyectado del contrato para cada contrato de gas. Los volúmenes comparativos de gas natural convencional al 30 de junio de 2015, son evaluados en comparación con el precio proyectado del contrato para cada contrato de gas efectivo en esa fecha.

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.

Las evaluaciones de reservas e ingresos futuros netos relacionados, efectivas al 30 de junio del 2015, fueron conducidas por los evaluadores de reservas independientes de la Corporación DeGolyer and MacNaughton Canada Ltd. y Petrotech Engineering Ltd., respectivamente, 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: el término boe es utilizado en este comunicado de prensa. El término boe puede ser engañoso, particularmente si se utiliza en aislamiento. El ratio/razón de conversión de un boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de crudo equivalente, está basada en un método de conversión equivalente de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en la cabeza de pozo. En este comunicado de prensa, hemos expresado boe utilizando la conversión estándar colombiana de 5.7 Mcf: 1 bbl, requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

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>