Canacol Energy Ltd. Anuncia un aumento de 234 BCF (41 MMBOE) en las reservas 2P de gas en Colombia

CALGARY, ALBERTA – (Marzo 12, 2015) – Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en anunciar un aumento de 234 billones de pies cúbicos ("BCF") (41 millones de barriles de crudo equivalente "MMBOE") en las reservas 2P de gas antes de regalías ajustadas a la participación de Canacol, asociadas con sus recientes descubrimientos Clarinete y Palmer y a una revisión positiva en su campo Nelson. Las reservas de gas 2P antes de regalías de Canacol ajustadas a la participación al 28 de febrero del 2015 son de 345 BCF (61 MMBOE) con un valor presente neto antes de impuestos descontado al 10 por ciento ("VPNAP10") de $852 millones de dólares. La mayoría de estas reservas de gas han sido contratadas a través contratos de venta *"take or pay"* entre 5 y 15 años con precios en un rango entre $4.90/MMBTU dólares y $8/MMBTU dólares, escalonados entre un 2% y 3% por año, durante el curso de cada contrato. El aumento en las reservas es atribuible al éxito exploratorio en el reciente descubrimiento Clarinete en el Contrato de Exploración y Producción ("E&P") VIM 5, el reciente descubrimiento Palmer en el contrato Esperanza y un positiva revisión técnica relacionada con el *gas in situ original* en el Campo Nelson en el contrato E&P Esperanza. Las actuales reservas 2P de gas son más que suficientes para satisfacer todos los contratos de gas existentes, incluyendo el reciente contrato de venta de gas firmado con Altenesol. Adicional a las reservas 2P de gas de Canacol mencionadas anteriormente, la reservas 2P ajustadas a la participación de Canacol más volúmenes equivalentes son de 23 MMBOE con un VPNAI10 de $556 millones de dólares americanos al 30 de Junio del 2014.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó "El éxito de nuestro programa de exploración de gas y, más importante aún, el gran descubrimiento Clarinete, marca una importante etapa en el desarrollo de nuestra plataforma de gas en Colombia, la cual inició con la adquisición de Shona Energy en el 2012. Los contratos *"take or pay"* que hemos firmado en los años recientes nos brindarán flujo de caja estable y de largo plazo durante y hasta el 2021 no sujeto a los precios globales del petróleo, y esperamos que nuestros programas de exploración en nuestros activos del Magdalena Inferior continúen adicionando reservas significativas que puedan ser comercializadas rápidamente a través de nuevos contratos. Clarinete fue nuestro primer pozo de exploración perforado en VIM 5 y hay 10 prospectos adicionales a ser perforados en este bloque en el futuro. La reciente firma del contrato de venta con Altenesol por 35 mmscfpd a partir del 2017 expone a Canacol a crecimiento futuro a través de la exportación de GNL al mercado del Caribe. Estimamos que aproximadamente un tercio de las ventas de gas de Canacol en el 2017 estén dirigidas hacia mercados extranjeros y el restante entregado en el mercado local Colombiano. La Corporación se mantiene en línea para aumentar la producción de gas desde los niveles actuales de aproximadamente 20 mmscfpd a más de 83 mmscfpd en Diciembre del 2015".

El éxito de exploración de Canacol en Clarinete y Palmer ha resultado en nuevas adiciones de reservas de 184 BCF (32 MMBOE) y un VPNAI10 de $ 376 millones de dólares americanos. La mejor estimación de recursos prospectivos de gas de 209 BCF (37 MMBOE) y su respectivo VPNAI10 de $ 295 millones de dólares ha sido atribuida también a la porción aún no perforada del descubrimiento Clarinete. La Corporación tiene planeado perforar hasta dos pozos de evaluación durante el año calendario 2015 en el área de recursos prospectivos en el descubrimiento Clarinete, con el fin de mover recursos prospectivos a la categoría de reservas. Al respecto, la Corporación se complace en anunciar que le ha comprado el 25% de participación en los contratos VIM5 (incluyendo el descubrimiento Clarinete) y VIM19 a socio, con lo cual la Corporación queda con el 100% de participación en ambos contratos. La retribución neta pagadera al socio por parte de la Corporación por la compra de estas participaciones consta de (a) US$18,046,000 pagaderos en su totalidad a través de la emisión de 8,749,424 acciones ordinarias de la Corporación ("Acciones Ordinarias"), (b) un pago por US$5 millones a realizarse el 11 de septiembre del 2015 y pagadero a elección de la Corporación, ya sea en efectivo o en Acciones Ordinarias al precio promedio ponderado del volumen de 5 días en el TSX en ese momento, (c) un pago por US$1.13 millones por BCF por el 25% de las reservas probadas y probables incorporadas al descubrimiento

Clarinete por encima de aquellas incorporadas en el reporte al 28 de febrero del 2015, de haber algunas, hasta e incluyendo el momento del reporte de reservas de la Corporación para el periodo terminado el 30 de Junio del 2016, con un tope máximo de US$13 millones y pagadero 15 días después de la emisión de dicho reporte, a elección de la Corporación, ya sea en efectivo o en Acciones Ordinarias al precio promedio ponderado del volumen de 5 días en el TSX en el momento de la emisión, y (d) una regalía de un 1% sobre los ingresos netos de las ventas de gas de estos bloques, excluyendo el actual descubrimiento Clarinete, con un tope acumulado total de US$10 millones. Las Acciones Ordinarias siendo emitidas como parte del primer tramo de la retribución, así como cualquier Acción Ordinaria adicional que pueda ser emitida a elección de la Corporación en relación con los tramos posteriores, están sujetas a un periodo de retención legal requerido de cuatro (4) meses, así como a un acuerdo de depósito en el cual dichas Acciones Ordinarias son liberadas al vendedor en cuatro (4) tramos iguales al final de cada trimestre calendario posterior a la emisión inicial. La emisión de la porción de Acciones Ordinarias de la retribución contemplada en la transacción está sujeta a requerimientos de aceptación habituales del TSX. Dicha aplicación ha sido presentada ante el TSX.

Evaluación Independiente de Petrotech Engineering Ltd. ("Petrotech")

La Corporación contrató a Petrotech Engineering Ltd. "Petrotech" para realizar una evaluación independiente de las reservas del 100% de participación de Canacol en los campos Nelson y Palmer en el Contrato Esperanza y las reservas de gas y recursos prospectivos del 100% de participación de Canacol en el descubrimiento Clarinete en el contrato VIM5. Todas las evaluaciones fueron efectivas al 28 de febrero del 2015.

Petrotech realizó la evaluación conforme a las definiciones de recursos y reservas, estándares y procedimientos del Manual de Evaluación Canadiense de Petróleo y Gas.

Reservas de Clarinete, Contrato VIM 5

	Petrotech		
	28-Feb-2015		
Volúmenes en BCF ajustados a la participación antes de regalías y en MMBOE	Reservas BCF	Reservas MMBOE*	VPN-10 antes de imp MM$
VPN-10s en millones de dólares americanos antes de impuestos			
Total probadas *(1P)*	**108,7**	**19,1**	**$ 196,7**
Probables	41,3	7,2	62,4
Total probadas mas probables plus probable *(2P)*	**150,0**	**26,3**	**$ 259,1**
Posibles	10,7	1,9	16,2
Total probadas mas probables mas posibles *(3P)*	**160,7**	**28,2**	**$ 275,3**

Recursos Prospectivos de Clarinete, Contrato VIM5

	Petrotech		
	28-Feb-2015		
Volúmenes en BCF ajustados a la participación antes de regalías y en MMBOE	Recursos BCF	Recursos MMBOE*	VPN-10 antes de imp MM$
VPN-10s en millones de dólares americanos antes de impuestos			
Estimación Baja	**131,7**	**23,1**	**$ 198,2**
Mejor Estimación	**208,7**	**36,6**	**$ 295,1**
Estimación Alta	**318,8**	**55,9**	**$ 425,7**

Reservas de Palmer, Contrato Esperanza

	Petrotech		
	28-Feb-2015		
Volúmenes en BCF ajustados a la participación antes de regalías y en MMBOE	Reservas	Reservas	VPN-10 antes de imp
VPN-10s en millones de dólares americanos antes de impuestos	BCF	MMBOE*	MM$
Total probadas *(1P)*	**16,5**	**2,9**	**$ 58,7**
Probables	17,8	3,1	58,4
Total probadas mas probables plus probable *(2P)*	**34,3**	**6,0**	**$ 117,1**
Posibles	4,0	0,7	14,6
Total probadas mas probables mas posibles *(3P)*	**38,2**	**6,7**	**$ 131,7**

Reservas de Nelson, Contrato Esperanza

	DeGolyer & MacNaughton			8 meses producción		Revisión Técnica		Petrotech		
	30-Jun-2014			Julio 1, 2014 a Febrero 28, 2015				28-Feb-2015		
Volúmenes en BCF ajustados a la participación antes de regalías y en MMBOE	Reservas	Reservas	VPN-10 antes de imp					Reservas	Reservas	VPN-10 antes de imp
VPN-10s en millones de dólares americanos antes de impuestos	BCF	MMBOE*	MM$	BCF	MMBOE	BCF	MMBOE	BCF	MMBOE*	MM$
Total probadas *(1P)*	**102,3**	**18,0**	**$ 252,4**	**3,8**	**0,7**	**1,1**	**0,2**	**99,6**	**17,5**	**$ 344,4**
Probables	8,9	1,6	90,1			52,1		61,1	10,7	131,8
Total probadas mas probables plus probable *(2P)*	**111,3**	**19,5**	**$ 342,5**	**3,8**	**0,7**	**53,2**	**9,3**	**160,7**	**28,2**	**$ 476,2**
Posibles	13,5	2,4	36,8			-1,5		12,0	2,1	7,9
Total probadas mas probables mas posibles *(3P)*	**124,7**	**21,9**	**$ 379,3**	**3,8**	**0,7**	**51,7**	**9,1**	**172,7**	**30,3**	**$ 484,1**

**Conversión de barriles de crudo equivalente utilizando 5.7Mcf:1 bbl, tal y como es requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.*

Los números en la tabla pueden no sumar exactamente debido a operaciones de redondeo.

La junta directiva de Canacol ha aprobado un programa de inversión de $48 millones de dólares americanos para el primer semestre del año calendario 2015, a junio 30, 2015. A mediados de abril del 2015, la Corporación publicará el programa formal de inversión y objetivo de producción para todo el año calendario 2015, con el fin de coincidir con el cierre de la nueva facilidad crediticia con BNP Paribas, la cual entró a un sindicado a principios de esta semana.

Recursos Prospectivos – son aquellas cantidades estimadas potencialmente recuperables de petróleo y gas de acumulaciones no descubiertas. No hay certeza que los Recursos Prospectivos vayan a ser descubiertos. Si son descubiertos, no hay certeza de que sea comercialmente viable para producir cualquier porción de los recursos prospectivos. La aplicación de cualquier factor de probabilidad geológica o económica no iguala los recursos prospectivos a recursos contingentes o reservas.

Estimación Baja – es considerada como una estimación conservadora de la cantidad que en la realidad podría ser recuperada. Es posible que las cantidades remanentes recuperadas sean mayores a la estimación baja. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de un 90 porciento (P90) de que las cantidades recuperadas sean iguales o mayores a la estimación baja.

Mejor Estimación - es considerada como la mejor estimación de la cantidad que en la realidad podría ser recuperada. Es igualmente posible que las cantidades remanentes recuperadas sean mayores o menores a la mejor estimación. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de un 50 porciento (P50) de que las cantidades recuperadas sean iguales o mayores a la mejor estimación.

Estimación Alta - es considerada como una estimación optimista de la cantidad que en la realidad podría ser recuperada. Es poco posible que las cantidades remanentes recuperadas sean mayores a la estimación alta. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de un 10 porciento (P10) de que las cantidades recuperadas sean iguales o mayores a la estimación alta.

Las estimaciones de reservas y recursos prospectivos fueron preparadas utilizando información de tierra y técnica incluyendo información de pozo, de ingeniería, geológica y geofísica disponible para Canacol al 28 de febrero del 2015.

Las evaluaciones de reservas, efectivas al 30 de junio del 2014, y las evaluaciones de reservas y recursos efectivas al 28 de febrero del 2015, fueron conducidas por los evaluadores de reservas independientes de la Corporación DeGolyer and MacNaughton 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 y recursos están presentadas ajustadas a la participación de Canacol antes de regalías, en unidades de millones 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 estimados pueden o no representar el valor justo de las estimaciones de las reservas y los recursos. Las evaluaciones de reservas y recursos efectivas al 28 de febrero del 2015 no han sido presentadas oficialmente ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

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.

La información obtenida de las pruebas iniciales en el pozo mencionado en este comunicado, incluyendo barriles de crudo producido y niveles de corte de agua, deben ser considerados como preliminares hasta que se realice un mayor y detallado análisis e interpretación de la información. Los resultados obtenidos en las pruebas del pozo y mencionados en este comunicado, no son necesariamente indicativos de un comportamiento de largo plazo o de recuperación final. Al lector se le sugiere no basarse totalmente en estos resultados, ya que los mismos pueden no ser indicativos del comportamiento del pozo a futuro o de los resultados de producción esperados para la Corporación en el futuro.

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.

"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 un contrato de servicio a riesgo con Ecopetrol S.A. para la formación Mirador en su campo Rancho Hermoso, por el cual recibe una tarifa fija por cada barril bruto producido. Así mismo, la Corporación tiene una participación no operativa en un contrato de producción incremental en los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por la cual recibe una tarifa fija por cada barril incremental producido.

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