



Canacol Energy Ltd. Anuncia un incremento del 98% en Reservas Probadas y Volúmenes Equivalentes y un reemplazo del 200% de Reservas 2P* para el año fiscal terminado el 30 de junio del 2012

CALGARY, ALBERTA--(Septiembre 20, 2012) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX: CNE; BVC: CNEC) se complace en reportar las reservas de sus activos ubicados en Colombia y Ecuador, para el año fiscal terminado el 30 de junio de 2012.

Las reservas totales probadas ("1P") más volúmenes equivalentes o "deemed volumes" ("DV") de la Corporación, aumentaron en un 98%, para el año fiscal terminado el 30 de junio del 2012, de 5.3 millones de barriles ("MMbbls") para el año fiscal terminado el 30 de junio del 2011, a 10.5 MMbbls, con un correspondiente reemplazo de reservas 1P del 121%*. En el mismo periodo, el VPN-10 antes de impuestos de las reservas 1P más "DV", aumentó en un 55% de US \$199.2 millones a US \$308.4 millones. Las reservas totales probadas más probables ("2P") más "DV" de la Corporación, aumentaron a 16.1 MMbbls para el año fiscal terminado el 30 de junio de 2012. Así mismo, en el mismo periodo, el VPN-10 antes de impuestos de las reservas 2P más "DV" aumentó a US \$492.1 millones. El 94% de las reservas 2P más "DV" de la Corporación están representadas en crudo y el 6% en líquidos asociados al gas.

CORPORATIVO

Resumen de reservas netas después de regalías, volúmenes equivalentes o "deemed volumes" y VPN-10 antes de impuestos

Volúmenes en MM bbls VPN-10 antes de imp en millones de dólares americanos	30-jun-12					30-jun-11	
	Subtotal		Volúmenes equivalentes ("DV")	Total		Total	
	Reservas	VPN-10 antes de impuestos		Reservas + DV	VPN-10 antes de impuestos **	Reservas + DV	VPN-10 antes de impuestos **
Total probadas (1P)	6,3	\$ 167,7	4,2	10,5	\$ 308,4	5,3	199,2
Probables	4,6	135,1	1	5,6	183,7	3,7	112,7
Total probadas + probables (2P)	10,9	302,8	5,2	16,1	492,1	9,0	311,9
Posibles	4,4	136,9	1,6	6,0	188,4	5,4	158,7
Total probadas + probables + posibles (3P)	15,3	\$ 439,7	6,8	22,1	\$ 680,5	14,4	470,6

Los números en esta tabla pueden no sumar exactos, debido a las aproximaciones

Las evaluaciones efectivas a junio 30 de 2012, fueron conducidas por los evaluadores independientes de reservas de la Corporación DeGolyer and MacNaughton ("D&M") y Petrotech Engineering Ltd. ("Petrotech") y han sido realizadas conforme al Instrumento Nacional 51-101 – Estándares de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas. Las reservas están dadas en una base neta después de regalías, en unidades de barriles de crudo, utilizando proyecciones de precio, ajustadas a la calidad del crudo, en dólares estadounidenses. Los valores estimados pueden o no ser representativos del valor justo de mercado de las reservas estimadas.

* Ratio de reemplazo de Reservas 1P: Ratio de adición de reservas a producción, en base probada tal y como ha sido reportado en los estados financieros para el año fiscal terminado el 30 de junio, sin incluir adquisiciones o disposiciones.

Ratio de reemplazo de Reservas 2P: Ratio de adición de reservas a producción, en base probada + probable tal y como ha sido reportado en los estados financieros para el año fiscal terminado el 30 de junio, sin incluir adquisiciones o disposiciones.

**Los valores presente netos descontados al 10% incluyen el valor de los Contratos de Servicio de Producción con riesgo en Colombia y Ecuador y de las reservas netas después de regalías en Colombia.

Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol, comentó “la Corporación aumentó significativamente su base de reservas y volúmenes equivalentes, junto con su valor correspondiente. De hecho, los volúmenes 2P aumentaron aproximadamente un 80% año a año y este ha sido el mejor año en volúmenes producidos. Aparte de nuestros ambiciosos planes de desarrollo para nuestros activos productores en Colombia y Ecuador en el 2013, la Corporación ha identificado más de 80 leads y prospectos en 19 contratos de exploración, los cuales representan oportunidades de crudo convencional y no convencional en 3 millones de acres. El desarrollo continuo de nuestra base de activos productores y la ejecución de nuestros programas de exploración durante el restante 2012 y el 2013, tiene el potencial de continuar aumentando nuestra base de reservas y producción, lo cual a su vez continuará agregando valor a nuestros accionistas.”

ENFOCADOS EN PETROLEO EN COLOMBIA Y ECUADOR

La Corporación tiene participación en 3 campos productores de petróleo en Colombia y 2 en Ecuador. Para Colombia, las reservas 2P más “DV” aumentaron en un 33% a 12.0 MMbbls, que representan un VPN-10 antes de impuestos de US \$327.6 millones. Para el periodo terminado el 30 de junio de 2012, aproximadamente el 75% de las reservas 2P más “DV” de la Corporación provienen de Colombia, con una distribución del 51% vs 49%, de crudo liviano vs crudo pesado, respectivamente. En Febrero del 2012, la compañía petrolera nacional de Ecuador le adjudicó a la Corporación un contrato de producción incremental a 15 años, para los campos maduros Libertador y Atacapi. Canacol tiene una participación *no-operativa* en el contrato y recibe una tarifa fija de \$39.53 por cada barril incremental producido. Para Ecuador, las reservas 2P más “DV” de la Corporación fueron 4.1 MMbbls, que representan un VPN-10 antes de impuestos de US \$164.5 millones para el año fiscal terminado el 30 de junio de 2012.

Resumen de las reservas netas después de regalías, volúmenes equivalentes o “deemed volumes” y VPN-10 antes de impuestos

Volúmenes en MM bbls VPN-10 antes de imp en millones de dólares americanos	30-jun-12					
	Colombia		Ecuador		Total	
	Reservas + DV	VPN-10 antes de impuestos **	DV	VPN-10 antes de impuestos **	Reservas + DV	VPN-10 antes de impuestos **
Total probadas (1P)	7,3	\$ 185,3	3,2	\$ 123,1	10,5	308,4
Probables	4,7	142,3	0,9	41,4	5,6	183,7
Total probadas + probables (2P)	12,0	327,6	4,1	164,5	16,1	492,1
Posibles	4,9	140,7	1,1	47,7	6,0	188,4
Total probadas + probables + posibles (3P)	16,9	\$ 468,3	5,2	\$ 212,2	22,1	680,5

Los números en esta tabla pueden no sumar exactos, debido a las aproximaciones

**Los valores presente netos descontados al 10% incluyen el valor de los Contratos de Servicio de Producción con riesgo en Colombia y Ecuador y de las reservas netas después de regalías en Colombia.

COLOMBIA

Cuenca de los Llanos

Rancho Hermoso (100% participación operativa)

Entrerrios (60% participación operativa)

Morichito (15% participación no operativa)

La Corporación opera los campos petroleros Rancho Hermoso y Entrerrios. El campo Rancho Hermoso tiene dos tipos de contratos de producción. Un contrato de Servicio de Producción con Riesgo, en el cual la Corporación recibe unos ingresos representados en una tarifa por cada barril de crudo producido de la formación Mirador en el campo Rancho Hermoso y el otro contrato es un Acuerdo de Participación en el cual la Corporación recibe una participación de los volúmenes

producidos netos después de las regalías pagadas al gobierno. Para el campo Entrerrios, existe un tipo de contrato para todas las formaciones productoras, en el cual la Corporación recibe una participación de los volúmenes producidos netos después de regalías pagadas al gobierno.

Las reservas 1P más "DV" de la Corporación en la Cuenca de los Llanos, para el año fiscal terminado el 30 de junio de 2012, aumentaron en un 46% de 2.8 MMbbls para el año fiscal terminado el 30 de junio del 2011, a 4.1 MMbbls. En el mismo periodo, las reservas 2P más "DV" aumentaron un 69% a 6.1 MMbbls. El 84% de las reservas 2P más "DV" de la Corporación están representadas en petróleo y el 16% en líquidos asociados al gas.

Resumen de las reservas netas después de regalías, volúmenes equivalentes o "deemed volumes" y VPN-10 antes de impuestos

Volúmenes en MM bbls VPN-10 antes de imp en millones de dólares americanos	30-jun-12						30-jun-11	
	Subtotal			Total			Total	
	Reservas	VPN-10 antes de impuestos	Volúmenes equivalentes ("DV")	Reservas + DV	VPN-10 antes de impuestos **	Reservas + DV	VPN-10 antes de impuestos **	
Total probadas (1P)	3,2	\$ 98,8	0,9	4,1	\$ 116,4	2,8	170,6	
Probables	1,9	73,0	0,1	2	80,1	0,8	45,2	
Total probadas + probables (2P)	5,1	171,8	1,0	6,1	196,5	3,6	215,8	
Posibles	2,3	86,5	0,5	2,8	90,3	2,5	79,8	
Total probadas + probables + posibles (3P)	7,4	\$ 258,3	1,5	8,9	\$ 286,8	6,1	295,6	

Los números en esta tabla pueden no sumar exactos, debido a las aproximaciones

**Los valores presente netos descontados al 10% incluyen el valor de los Contratos de Servicio de Producción con riesgo y de las reservas netas después de regalías en Colombia.

Las evaluaciones de reservas netas después de regalías se realizaron utilizando una proyección de precios así:

Año	2012*	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
US\$/bbl, W1	\$ 90,00	\$ 96,90	\$ 104,40	\$ 106,12	\$ 108,24	\$ 110,41	\$ 112,62	\$ 114,87	\$ 117,17	\$ 119,51	\$ 121,90	\$ 124,34

*para 6 meses

Los precios proyectados son ajustados de acuerdo a la calidad del crudo

Para la evaluación del Contrato de Servicio de Producción con Riesgo, la Corporación recibe una taifa operativa de Ecopetrol S.A., por cada barril total de crudo producido. La tarifa promedio para el año fiscal 2012 fue de US \$17.36 por barril.

Cuenca Caguan-Putumayo

Ombu (10% participación no operativa)

La Corporación tiene una participación no operativa del 10% en el descubrimiento de crudo pesado Capella en Colombia. El contrato le fue adjudicado al operador, bajo los nuevos términos definidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, dentro de los cuales la producción está sujeta a una escala creciente de regalías pagaderas al gobierno. Las regalías están determinadas por límites en producción y reservas y varían de un mínimo del 8% al máximo del 23%.

Para Capella, las reservas totales 1P para el año fiscal terminado el 30 de junio del 2012, aumentaron en un 24% de 2.5 MMbbls para el año fiscal terminado el 30 de junio del 2011, a 3.1 MM de barriles. En el mismo periodo, el VPN-10 antes de impuestos para las reservas 1P aumentó el 141%, de US\$28.6 millones a US\$68.9 millones. Las reservas totales 2P aumentaron a 5.8 MMbbls para el año fiscal terminado el 30 de junio del 2012. En el mismo periodo, el VPN-10 antes de impuestos para las reservas 2P aumentó a US\$131.0 millones. Las reservas 2P de Capella representan el 100% del crudo pesado.

Resumen de las Reservas netas después de regalías, volúmenes equivalentes o “deemed volumes” y VPN-10 antes de impuestos

Volúmenes en MM bbls	30-jun-12		30-jun-11	
	Subtotal		Total	
VPN-10 antes de imp en millones de dólares americanos	Reservas	VPN-10 antes de impuestos*	Reservas	VPN-10 antes de impuestos *
Total probadas (1P)	3,1	\$ 68,9	2,5	28,6
Probables	2,7	62,1	2,9	67,5
Total probadas + probables (2P)	5,8	131,0	5,4	96,1
Posibles	2,1	50,4	2,9	78,9
Total probadas + probables + posibles (3P)	7,9	\$ 181,4	8,3	175

Los números en esta tabla pueden no sumar exactos, debido a las aproximaciones

*Los valores presente netos descontados al 10% incluyen el valor de los Contratos de las reservas netas después de regalías en Colombia.

Las evaluaciones de reservas netas después de regalías se realizaron utilizando una proyección de precios así:

Año	2012*	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
US\$/bbl, W1	\$ 90,00	\$ 96,90	\$ 104,40	\$ 106,12	\$ 108,24	\$ 110,41	\$ 112,62	\$ 114,87	\$ 117,17	\$ 119,51	\$ 121,90	\$ 124,34

*para 6 meses

Los precios proyectos son ajustados de acuerdo a la calidad del crudo

La Corporación estará archivando dentro de los próximos días la Forma Anual de Información “AIF” y el NI51-101 F1, F2 & F3, a y para el año terminado el 30 de junio del 2012, con los autoridades reguladoras canadienses. Estos documentos estarán disponibles en www.sedar.com y www.superfinanciera.gov.co

Canacol es una compañía internacional de gas y petróleo basada en Canadá, con operaciones costa adentro enfocadas en Colombia y Ecuador. Canacol está listada en el TSX de Canadá (TSX:CNE) y la Bolsa de Valores de Colombia (BVC: CNE.N). La información pública de la Compañía se puede encontrar en www.sedar.com y en www.superfinanciera.gov.co.

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.

Un barril de crudo (boe) se deriva de convertir gas a crudo a una razón de seis mil pies cúbicos de gas a crudo y podría ser engañosa, particularmente si se utiliza aislamiento. La conversión de un barril del crudo 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, especialmente en varias jurisdicciones internacionales.

Para mayor información por favor contactar a:

Canacol Energy Ltd.
Carolina Orozco Vieira
Jefe de Atención al Inversionista
Corozco@canacolenergy.com
Tel: 621 0067

o visite nuestra página web: www.canacolenergy.com

NI TSX VENTURE EXCHANGE NI SU PROVEEDOR DE SERVICIOS DE REGULACION (YA QUE ESE TERMINO ES DEFINIDO EN LAS POLITICAS DEL TSX VENTURE EXCHANGE) ACEPTA RESPONSABILIDAD POR LA IDOENIDAD Y PRECISION DE ESTE COMUNICADO