Canacol Energy Ltd. reporta valores récord en ingresos, ganancias operacionales –"*netbacks*" y reservas, la radicación de resultados financieros y el formulario de información anual para el año fiscal 2014 y anuncia descubrimiento de crudo liviano en Tigro-1

CALGARY, ALBERTA - (Septiembre 23 de 2014) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Compañía") (TSX: CNE; OTCQX: CNNEF; BVC: CNEC) se complace en reportar sus resultados financieros para los tres meses y el año terminados en junio 30 de 2014.

Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo de la Compañía, comentó: "El cuarto trimestre del año fiscal 2014 fue otro trimestre exitoso para la Compañía pues continuamos la tendencia de dos años en aumentar constantemente la producción, los ingresos y las ganancias operacionales -"*netbacks*"- con respecto al trimestre previo y el período anual previo comparable. Desde el punto de vista de la generación de caja, la Compañía generó $23.4 millones de fondos ajustados provenientes de las operaciones en el cuatro trimestre del año fiscal 2014, los cuales incluyen desembolsos de $10.6 millones relacionados con pagos no recurrentes. Sin tales desembolsos, los fondos ajustados provenientes de las operaciones fueron de $34. 0 millones sobre una base *pro forma*, los más altos en la historia de Canacol. Nuestra ganancia operacional –"*netback*"- corporativo promedio ha aumentado continuamente en los trimestres recientes y ahora está en $44.70/boe para el trimestre actual, un aumento del 39% sobre el trimestre comparable y, nuevamente, la ganancia operacional –"*netback*"- corporativo más alta en la historia de Canacol. Esta mayor ganancia operacional –-"*netback*"- neta refleja nuestro foco continuado en la producción de alta ganancia operacional –"*netback*"-, el cual seguirá siendo nuestro foco en el futuro. En 2014 continuamos haciendo crecer nuestra base diversificada de producción y reservas y aumentamos nuestras reservas probadas y probables y nuestros volúmenes equivalentes a junio 30 de 2014 a 43 millones de barriles de petróleo equivalente con un VPN-10 antes de impuestos de $886.7 millones, un aumento del 29% de un año a otro, a la vez que mantuvimos uno de los índices de vida de reservas más largos en Colombia. Adicionalmente, el nuevo descubrimiento de gas de la Compañía, Palmer-1 en el bloque Esperanza no está incluido en esta determinación de reservas. También seguimos estando bien capitalizados con efectivo y equivalentes a efectivo por $163.7 millones disponibles a junio 30 de 2014, para financiar nuestros planes importantes de crecimiento futuro.

En el corto plazo, recientemente añadimos un segundo taladro a nuestro programa en el bloque LLA-23 para acelerar la perforación de pozos de exploración adicionales, que incluye el exitoso descubrimiento Tigro 1, el cual probó más de 1,200 bopd totales, y así mismo incluye los dos pozos de exploración restantes, Maltés-1 y Pastor-1, y hasta tres pozos de desarrollo en lo que resta del año calendario 2014 y principios de 2015. También comenzamos la adquisición de 400 kilómetros cuadrados de sísmica de 3D en el bloque LLA-23 en agosto de 2014, con el objetivo de afirmar el portafolio de 12 "*leads*" de exploración actualmente identificados como prospectos de perforación en los años calendario 2015 y 2016. En el bloque Esperanza, después de las operaciones de prueba exitosas en Palmer-1, planeamos iniciar la perforación del segundo de tres pozos de exploración planeados, Corozo-1, cuyo objetivo es la formación Ciénaga de Oro, a principios de octubre de 2014, con sujeción a la aprobación de la ANH. También planeamos comenzar la perforación del tercer pozo de exploración, Cañandonga-1, en diciembre de 2014, con sujeción a la aprobación de la ANH. Según fue recientemente anunciado, firmamos otro nuevo contrato de suministro de gas a largo plazo para suministrar 30 MMcfpd a $8,00/MMbtu ($45.60/boe) a partir de diciembre de 2015. Con nuestros otros contratos existentes de suministro de gas, esperamos suministrar 83 MMcfpd (14.561 boepd) a partir de diciembre de 2015 a un precio muy atractivo. Estamos entusiasmados con el potencial y la sólidos económicos de nuestro negocio de gas natural en el futuro. En otras áreas de Colombia, esperamos perforar un pozo de evaluación adicional con nuestro socio en el descubrimiento somero en Lisama en el bloque VMM-2 antes de finales de 2014, mientras que se espera que el operador del campo Capella continúe su amplio programa de desarrollo para el campo en el año calendario 2014. También esperamos perforar el pozo de exploración de esquisto –"*shale*"- Pico Plata-1 en el bloque VMM-3 y el pozo de exploración Cejudo-1 en el bloque VMM-2 en lo que resta del año calendario 2014 y en 2015. En Ecuador, el

consorcio continúa ejecutando su estrategia de negocio y planea perforar cinco nuevos pozos de desarrollo adicionales y acondicionar tres pozos productivos existentes en lo que resta del año calendario 2014.

En términos generales, el año fiscal 2014 ha sido un año muy exitoso para Canacol y estamos en buena posición para lograr nuevo crecimiento futuro como resultado de nuestra base de activos amplia y diversificada, nuestros sólidos equipos administrativo y técnico, y nuestro fuerte balance y acceso a socios financieros.

Actualizaciones Operacionales

Contrato de E&P LLA23 (Cuenca de los Llanos, 90% participación operativa)

El pozo de exploración Tigro 1 encontró 72 pies de espesor contenedor de hidrocarburos en las areniscas de la formación Mirador, Barco, Gachetá y Ubaque. La Corporación se encuentra probando 6 pies de espesor neto contenedor de hidrocarburos en el reservorio arenisco Mirador, el cual al final de la prueba se encontraba produciendo 1,206 bopd (1,085 bopd netos para Canacol) de crudo de 35° API, con un 2% de corte de agua, utilizando un bomba electro sumergible a una frecuencia de 43 hz, durante un periodo de flujo de 6 días. La Corporación tiene planeado dejar el pozo de exploración Tigro 1 en pruebas de producción de largo plazo desde el reservorio arenisco Mirador, sujeto a la aprobación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH"). Actualmente, la Corporación se encuentra movilizando el taladro, en preparación para la perforación del pozo Tigro 3, el cual se encuentra ubicado aproximadamente 1 kilómetro al sur del pozo exploratorio Tigro 1. Una vez terminada la perforación y pruebas del pozo Tigro 3, la Corporación tiene planeado perforar el pozo Tigro 2, sujeto a la aprobación de la ANH.

La Corporación ha terminado las pruebas en el pozo de exploración Pointer 1, el cual produjo bajas tasas de crudo. La Corporación ha suspendido el pozo Pointer 1 y tiene planeado convertirlo en un pozo inyector, sujeto a la aprobación de la ANH. El taladro que perforó Pointer 1 se encuentra perforando el pozo de evaluación Labrador 6, el cual está perforando a más de 9,845 pies, hacia una profundidad planeada de aproximadamente 11,686 pies.

Canacol tiene planeado perforar 4 pozos adicionales en LLA23 durante el restando año calendario 2014, los cuales incluyen los pozos de exploración Maltés 1 y Pastor 1, sujeto a la aprobación de la ANH.

Contrato de E&P Esperanza (Cuenca del Magdalena Inferior) en el cual Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia, sociedad 100% propiedad de Canacol, tiene la calidad de titular y Operador.

Actualmente, la Corporación se encuentra armando el taladro para el pozo de exploración Corozo 1, y se espera iniciar la perforación durante la primera semana del octubre del 2014, sujeto a la aprobación de la ANH. El pozo de exploración Corozo 1 tiene como objetivo una sección de gran espesor en el reservorio arenisco Ciénaga de Oro, el mismo reservorio que probó 15.5 millones de pies cúbicos estándar de gas seco por día en el descubrimiento Palmer, recientemente perforado. Una vez realizado el completamiento y pruebas en el pozo de exploración Corozo 1, la Corporación tiene planeado perforar el pozo de exploración Cañandonga 1, a principios de diciembre del 2014, sujeto a la aprobación de la ANH.

Aspectos destacados para el cuarto trimestre del año fiscal 2014 y para el año fiscal 2014

(En miles de dólares de Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa; la producción se expresa como participación en la explotación antes de regalías)

Los aspectos financieros, operacionales y de reservas destacados de la Compañía incluyen lo siguiente:

- Las reservas probadas y los volúmenes equivalentes totales aumentaron en un 25% a 31.8 millones de barriles de petróleo equivalente ("boe") a junio 30 de 2014 en comparación con 25.4 millones de boe en junio 30 de 2013, y las reservas probadas y probables y los volúmenes equivalentes totales aumentaron un 11% a 43.0

millones de boe a junio 30 de 2014, en comparación con 38.7 millones de boe a junio 30 de 2013. En forma significativa, el nuevo descubrimiento de gas en Palmer-1 en el bloque Esperanza está excluido de la determinación de reservas a junio 30 de 2014, pues ocurrieron después de esa fecha.

- El VPN-10 total antes de impuestos de las reservas probadas y los volúmenes equivalentes aumentó un 19% a $542.4 millones en junio 30 de 2014 en comparación con $457.1 millones en junio 30 de 2013, y el VPN-10 total antes de impuestos del valor de las reservas probadas y probables y los volúmenes equivalentes aumentó un 29% a $886.7 millones a junio 30 de 2014 en comparación con $686.0 millones a junio 30 de 2013.

- Los volúmenes de venta promedio aumentaron un 49% a 12.323 barriles de petróleo equivalente por día ("boepd") para el cuarto trimestre del año fiscal 2014 en comparación con 8.286 boepd para el período comparable. El volumen de venta promedio aumentó en un 50% a 10.470 boepd para el año fiscal 2014 en comparación con 6.968 boepd para el período comparable.

- Los volúmenes de producción diaria promedio aumentaron un 48% a 12.212 boepd para el cuarto trimestre del año fiscal 2014 en comparación con 8.269 boepd para el período comparable. Los volúmenes de producción diaria promedio aumentaron en un 55% a 10.577 boepd para el año fiscal 2014 en comparación con 6.817 boepd para el período comparable. Los aumentos en los volúmenes de producción se deben principalmente a la nueva producción de los descubrimientos de Labrador, Leono y Pantro en el bloque LLA-23 y los aumentos de producción provenientes de los campos Libertador y Atacapi en Ecuador. La Compañía ha venido incrementando su producción durante los últimos cuatro trimestres tal y como se muestra abajo y espera continuar aumentando su base de producción en el futuro.

Producción (boepd)	**Q1 2014**	**Q2 2014**	**Q3 2014**	**Q4 2014**
Petróleo	6,110	6,998	8,260	9,271
Gas Natural	3,022	3,097	2,633	2,941
Total	9,132	10,095	10,893	12,212
Variación %		11%	8%	12%

- Los ingresos por petróleo y gas natural para el cuarto trimestre del año fiscal 2014 aumentaron en un 58% a $61.7 millones en comparación con $39.0 millones para el período comparable. Los ingresos por petróleo y gas natural para el año fiscal 2014 aumentaron en un 47% a $207.8 millones en comparación con $141.4 millones para el período comparable. Los ingresos ajustados por petróleo y gas natural, incluidos los ingresos relacionados con el Contrato de Producción Incremental de Ecuador (el "CPI de Ecuador") (ver análisis completo en el Reporte de Gestión y Análisis), para el cuatro trimestre del año fiscal 2014 aumentaron un 64% a $68.4 millones en comparación con $41.8 millones para el período comparable. Los ingresos ajustados por petróleo y gas natural para el año fiscal 2014 aumentaron un 54% a $227.5 millones en comparación con $147.7 millones para el período comparable.

- La ganancia operacional –"*netback*"- corporativa neta promedio para el cuarto trimestre del año fiscal 2014 aumentó en un 39% a $44.70/boe en comparación con $32.14/boe para el período comparable. La ganancia operacional –"*netback*"- corporativa promedio para el año fiscal 2014 aumentó en un 48% a $41.85/boe en comparación con $28.32/boe para el período comparable. La ganancia operacional –"netback"- corporativa incluye los resultados del CPI de Ecuador.

- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para el cuarto trimestre del año fiscal 2014 aumentaron un 22% a $23.4 millones en comparación con $19.1 millones para el período comparable. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para el año fiscal 2014 disminuyeron en un 87% a $95.5 millones en comparación con $51.2 millones para el período comparable. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones para los tres meses terminados en junio 30 de 2014 fueron desembolsos en efectivo por un total de $10.6 millones relacionados con pagos no recurrentes. Sin incluir estos desembolsos, los fondos provenientes de operaciones pro-forma ajustados fueron $34 millones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones incluyen los resultados del CPI de Ecuador.

- La Compañía registró una pérdida neta de $2.1 millones para el cuarto trimestre del año fiscal 2014, en comparación con una pérdida neta de $119.0 millones para el período comparable. La pérdida neta en el

cuarto trimestre del año fiscal 2014 está marcada por $10.6 millones de cargo de deterioro distinto a efectivo sobre el campo Rancho Hermoso, un campo maduro sin impacto significativo en la producción y los flujos de caja operativos futuros de la Compañía. El cargo de deterioro para el campo Rancho Hermoso está relacionado con reducciones de reservas y volúmenes equivalentes a junio 30 de 2014 y no afecta ninguna otra de las propiedades de petróleo y gas de la Compañía, sobre las cuales no hay cargos de deterioro. La Compañía registro un ingreso neto de $9.9 millones para el año fiscal 2014 en comparación con una pérdida neta de $127.8 millones para el período comparable.

- Los gastos de capital para el cuatro trimestre del año fiscal 2014 y el año fiscal 2014 fueron de $77.1 millones y $153.2 millones, respectivamente, mientras que los gastos de capital ajustados, incluidos los montos relacionados con el CPI de Ecuador, fueron de $87.6 millones y $188.1 millones, respectivamente. En los gastos de capital del cuatro trimestre de 2014 se incluyeron los costos de adquisición de propiedades de $40 millones relacionados con la adquisición de una mayor participación en la explotación en el bloque principal de la Compañía, LLA-23. Costos de adquisición por $55 millones relacionados con la adquisición de la participación adicional en LLA-23 y la adquisición de los bloques de exploración COR-4 y COR-12 en Colombia, fueron incluidos en gastos de capital para el año fiscal 2014, cual dobló la exposición de Canacol a prospectos de "*shale oil*".

- A junio 30 de 2014, la Compañía tenía $163.7 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y $66.8 millones en efectivo restringido.

Financieros	Tres meses terminados en junio 30 de			Año terminado en junio 30 de		
	2014	2013	Cambio	**2014**	2013	Cambio
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	**61,744**	38,961	58%	**207,787**	141,354	47%
Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías, incluidos los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador[2]	**68,351**	41,796	64%	**227,510**	147,666	54%
Efectivo aportado por (usado en) actividades operativas	**8,715**	21,739	(60%)	**77,944**	26,055	199%
Por acción – básico ($)	**0.09**	0.25	(64%)	**0.87**	0.35	149%
Por acción – diluido ($)	**0.09**	0.25	(64%)	**0.86**	0.35	146%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones[1][2][5]	**23,371**	19,102	22%	**95,522**	51,153	87%
Por acción – básicos ($)	**0.24**	0.22	9%	**1.06**	0.68	56%
Por acción – diluidos ($)	**0.23**	0.22	5%	**1.06**	0.68	56%
Ingreso neto (pérdida)	**(2,070)**	(119,046)	(98%)	**9,937**	(127,807)	n/a
Por acción – básico ($)	**(0.02)**	(1.38)	(99%)	**0.11**	(1.71)	n/a
Por acción – diluido ($)	**(0.02)**	(1.38)	(99%)	**0.11**	(1.71)	n/a
Gastos de capital, netos[4]	**77,093**	13,096	489%	**153,165**	50,540	203%
Gastos de capital ajustados, netos, incluidos los gastos de capital relacionados con el CPI de Ecuador[1][2][4]	**87,584**	15,755	456%	**188,109**	67,808	177%

	Junio 30 de 2014	Junio 30 de 2013	Cambio
Efectivo y equivalentes a efectivo	**163,729**	52,290	213%
Efectivo restringido	**66,827**	26,394	153%
Superávit de capital de trabajo, excluida la porción corriente de deuda con bancos y rubros distintos a efectivo[1]	**159,117**	69,148	130%
Deuda con bancos a corto y largo plazo	**210,688**	134,316	57%
Total activos	**756,587**	469,592	61%
Acciones ordinarias, final del período (000)	**107,736**	86,506	25%

Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Año terminado en junio 30 de		
	2014	2013	Cambio	**2014**	2013	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo[3]	**9,271**	5,390	72%	**7,652**	5,310	44%
Gas natural	**2,941**	2,879	2%	**2,925**	1,507	94%
Total[2]	**12,212**	8,269	48%	**10,577**	6,817	55%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo[3]	**9,386**	5,372	75%	**7,577**	5,452	39%
Gas natural	**2,937**	2,914	1%	**2,893**	1,516	91%
Total[2]	**12,323**	8,286	49%	**10,470**	6,968	50%

Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Año terminado en junio 30 de		
	2014	2013	Cambio	**2014**	2013	Cambio
Precios realizados de venta ($/boe)						
LLA 23 (petróleo)	**92.39**	86.03	7%	**90.29**	91.12	(1%)

Esperanza (gas natural)	**23.21**	29.47	(21%)	**26.49**	30.05	(12%)
Rancho Hermoso (petróleo y líquidos con tarifa y sin tarifa)	**92.23**	84.19	10%	**90.41**	72.39	25%
Ecuador – petróleo a tarifa[2]	**38.54**	38.54	-	**38.54**	38.54	-
Total[2]	**66.92**	60.39	11%	**65.10**	62.99	3%
Ganancia operacional -"netback"- neta ($/boe)[1]						
LLA 23 (petróleo)	**67.37**	58.54	15%	**65.30**	61.40	6%
Esperanza (gas natural)	**18.32**	24.49	(25%)	**21.95**	25.22	(13%)
Rancho Hermoso (petróleo y líquidos con tarifa y sin tarifa)	**13.96**	23.17	(40%)	**19.51**	24.47	(20%)
Ecuador – petróleo a tarifa[2]	**38.54**	38.54	-	**38.54**	38.54	-
Total[2]	**44.70**	32.14	39%	**41.85**	28.32	48%

(1) Medida que no está en los IFRS. Consulte la sección "Medidas que no están en las NIIF" en el MD&A.
(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador. Consulte la sección "Medidas que no están en las NIIF" en el MD&A.
(3) Incluye producción y ventas de petróleo a tarifa relacionadas con el CPI de Ecuador.
(4) Excluye adquisición de negocio.
(5) En los fondos ajustados provenientes de las operaciones para los tres meses terminados en junio 30 de 2014 se incluyeron los desembolsos de efectivo por un total de $10.6 millones relacionados con pagos no recurrentes. Sin incluir estos desembolsos, los fondos pro-forma ajustados provenientes de las operaciones fueron $34 millones.

Reservas más volúmenes equivalentes	**Junio 30 de 2014**	Junio 30 de 2013	Cambio
Reservas y volúmenes equivalentes (participación en la explotación de Canacol antes de regalías) (Mboe)[6][7]			
Probadas	**31,829**	25,385	25%
Probadas más probable	**42,984**	38,692	11%
Probadas más probable más posibles	**55,770**	59,517	(6%)
Valores de reservas más volúmenes equivalentes (VPN-10 antes de impuestos) (US$ millones)			
Probadas	**542.4**	457.1	19%
Probadas más probable	**886.7**	686.0	29%
Probadas más probable más posibles	**1,239.8**	1,033.0	20%

(6) Volúmenes equivalentes a junio 30 de 2013 reexpresados con respecto a los montos previamente reportados por un cambio en la metodología de cálculo de volúmenes equivalentes para los campos de Ecuador – revelaciones de VPN-10 antes de impuestos no se vieron afectadas por el cambio en metodología. Ver la sección "Estado de datos de reservas y otra información de petróleo y gas" en el Formulario de Información Anual.
(7) A 30 de junio 2014, volúmenes equivalentes relacionados solamente con Ecuador. A junio 30 2013, volúmenes equivalentes relacionados con con Ecuador y con volúmenes tarifa de Rancho Hermoso.

Perspectivas

Teniendo en cuenta sus recientes éxitos de exploración, en lo que resta del año calendario de 2014 la Compañía planea continuar con su programa ampliado de capital.

En el bloque LLA-23, la Compañía recientemente adicionó un segundo taladro a su programa de perforación con el fin de acelerar la perforación de pozos de exploración adicionales, incluidos los dos pozos de exploración restantes en Maltés-1 y Pastor-1, y hasta tres pozos de desarrollo en lo que resta del año calendario 2014 y principios de 2015. La Compañía también comenzó la adquisición de 400 kilómetros cuadrados de sísmica de 3D en agosto de 2014. El objetivo del programa de sísmica de 3D es afirmar el portafolio de 12 indicaciones de exploración actualmente identificadas como prospectos para perforación en los años calendario 2015 y 2016.

En el bloque Esperanza, a la terminación de las operaciones de prueba en Palmer-1, la Compañía planea iniciar a principios de octubre de 2014, con sujeción a la aprobación de la ANH, la perforación de Corozo 1, el segundo de tres pozos de exploración planeados, cuyo objetivo es el depósito Ciénaga de Oro. La Compañía planea iniciar la

perforación del tercer pozo de exploración, Cañandonga-1, en diciembre de 2014, con sujeción a la aprobación de la ANH.

En otras áreas de Colombia, la Compañía y su socio esperan perforar un pozo de evaluación adicional en el descubrimiento poco profundo de Lisama en el bloque VMM-2 antes de fines de 2014. Se espera que el operador de la propiedad Capella continúe su amplio programa de desarrollo para el campo durante el año calendario 2014. La Compañía también espera perforar el pozo de exploración Pico Plata-1 en el bloque VMM-3 y el pozo de exploración Cejudo-1 en el bloque VMM-2 en lo que resta del año calendario 2014 y en el año 2015.

En Ecuador, el consorcio planea perforar cinco nuevos pozos de desarrollo adicionales y acondicionar tres pozos productivos existentes en lo que resta del año calendario 2014.

* * *

La Compañía ha radicado ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá sus estados financieros consolidados auditados y el respectivo documento de Discusión y Análisis de la Administración, a junio 30 de 2014 y para el año terminado en esa fecha. Estas radicaciones están disponibles para revisión en SEDAR en www.sedar.com.

Canacol es una compañía de exploración y producción con operaciones enfocadas en Colombia y Ecuador. La acción ordinaria de la Compañía se negocia en la Bolsa de Valores de Toronto, la OTCQX en Estados Unidos de América y la Bolsa de Valores de Colombia bajo los símbolos CNE, CNNEF y CNEC, respectivamente.

Este comunicado de prensa contiene ciertos planteamientos de proyecciones a futuro, conforme a la definición de la ley bursátil aplicable. Los planteamientos de proyecciones a futuro con frecuencia se caracterizan por tener palabras tales como "planear", "esperar", "proyectar", "pretender", "creer", "anticipar", "estimar" y otras palabras similares, o planteamientos sobre que ciertos eventos o condiciones "pueden ocurrir" u "ocurrirán", incluidos, sin limitación, planteamientos relacionados con tasas estimadas de producción de las propiedades de la Compañía y programas de trabajo planeados y sus respectivos cronogramas. Los planteamientos con proyecciones a futuro se basan en las opiniones y los equivalentes de la administración a la fecha en que se hacen los planteamientos y están sujetos a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden hacer que los eventos o resultados reales difieran sustancialmente de aquellos proyectados en los planteamientos con proyecciones a futuro. La Compañía no puede asegurar que los resultados reales serán consistentes con estos planteamientos de proyecciones a futuro. Los mismos se hacen a la fecha del presente y están sujetos a cambios, y la Compañía no asume la obligación de revisarlos ni de actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, salvo cuando la ley lo exija. La información y la orientación que se dan en el presente reemplazan y sustituyen toda información con proyección a futuro que se haya dado en una revelación previa. Los potenciales inversionistas no deben tener una confianza indebida en los planteamientos con proyecciones a futuro. Estos factores incluyen los riesgos inherentes involucrados en la exploración y el desarrollo de propiedades de petróleo crudo y gas natural, las incertidumbres involucradas en la interpretación de resultados de perforación y otros datos geológicos y geofísicos, la fluctuación de los precios de la energía, la posibilidad de mayores costos, o costos o demoras no previstos y otras incertidumbres relacionadas con la industria del petróleo y el gas. Otros factores de riesgo incluyen los riesgos relacionados con la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo de país relacionado con la realización de actividades internacionales, y otros factores, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Otros riesgos están descritos más en detalle en el más reciente Informe de Discusión y Análisis de la Administración de la Compañía ("MD&A"), el cual se incorpora al presente por referencia y está radicado en SEDAR en www.sedar.com. Las cifras de producción promedio para un período dado se obtienen usando promedio aritmético de datos históricos fluctuantes de producción para todo el período indicado y, de acuerdo con ello, no representan una tasa constante de producción para dicho período y no son un indicador del desempeño futuro de producción. La información detallada con respecto a la producción mensual en los campos en los que opera la Compañía en Colombia es suministrada por la Compañía al Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada por el Ministerio en su página de internet; un enlace directo con esta información se proporciona en la página de internet de la Compañía. Las referencias a producción "neta" aluden a la producción de la participación de la Compañía antes de regalías.

Uso de mediciones financieras distintas a las NIIF – Debido a la naturaleza del método contable de participación que la Compañía aplica a su participación en el CPI de Ecuador conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su porción proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los arreglos de participación conjunta en la industria del petróleo y el gas. La administración ha suministrado mediciones adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar en este comunicado de prensa las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales mediciones adicionales no deben ser consideradas como alternativas a las mediciones determinadas conforme a las NIIF ni como más significativas que estas como un indicador del desempeño de la Compañía, y tales mediciones pueden no ser comparables con las reportadas por otras compañías. Este comunicado de prensa también proporciona información sobre los fondos ajustados provenientes de las operaciones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medición no definida en las NIIF. Representan el efectivo proveniente de actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluyen la participación proporcional de la Compañía en aquellos rubros que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del

CPI de Ecuador si este hubiera sido contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medición clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para financiar el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para pagar deudas. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como alternativos al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a las NIIF ni como más significativos que este 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 cómo concilia la Compañía su efectivo proveniente de actividades operativas con los fondos ajustados provenientes de las operaciones, por favor remítase a la sección "Medidas que no están en las NIIF" del MD&A. Adicionalmente, este comunicado de prensa hace referencia a las mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional -"netback"- neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, con exclusión de los rubros distintos a efectivo tales como la porción corriente de contratos de productos básicos, la porción corriente de derechos de adquisición de acciones, y la porción corriente de todo activo o pasivo de derivados incorporados, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional -"netback"- neta es un punto de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como el total de ventas de petróleo y gas natural menos regalías y menos gastos de producción y transporte, calculado en barriles equivalentes ("boe") de volúmenes de ventas mediante el uso de una conversión. La ganancia operacional -"netback"- neta es una medición importante en la evaluación del desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo relativa a los precios de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional -"netback"- neta según se presentan no tienen un significado estandarizado establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con los cálculos de mediciones similares por parte de otras entidades.

Conversión del boe – La expresión "boe" es usada en este comunicado de prensa. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. Una razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este comunicado de prensa, hemos expresado boe usando el estándar de conversión de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Las evaluaciones de reservas, con efecto a junio 30 de 2014, fueron realizadas por los evaluadores independientes de reservas de la Compañía DeGolyer and MacNaughton y Petrotech Engineering Ltd. y están conformes con el Instrumento Nacional 51-101 – Estándares de revelación para actividades de petróleo y gas. Las reservas se presentan netas antes de regalías en unidades de millones de barriles de petróleo equivalente usando un precio proyectado para petróleo y gas, ajustado según la calidad del crudo, en dólares de EE.UU. Los valores equivalentes pueden o no representar el valor razonable de mercado de los equivalentes de reservas.

Los "Volúmenes Equivalentes" se definen como aquellos volúmenes producidos bajo un acuerdo de servicio en el cual la Compañía no tiene un interés directo pero que representa reservas atribuibles a la Compañía según lo calculado mediante el uso del flujo de caja dividido por el precio fijo a tarifa durante la vida de las reservas. La Compañía tiene un contrato de servicio a riesgo con Ecopetrol S.A. en la formación Mirador en el campo Rancho Hermoso, por el cual recibe un precio fijo de tarifa por cada barril bruto producido. La Compañía también tiene una participación de capital del 25%, no operada, en un contrato de producción incremental en los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por el cual recibe un precio fijo a tarifa por cada barril incremental producido.

Para más información por favor póngase en contacto con:
Relaciones con Inversionistas
Correo electrónico: IR@canacolenergy.com
http://www.canacolenergy.com