

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2013**



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

(en dólares de Estados Unidos (los montos en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

Financieros	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	36,725	48,632	(24%)	105,870	139,203	(24%)
Fondos provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	13,078	20,042	(35%)	30,114	59,320	(49%)
Por acción – básicos (\$)	0.15	0.32	(53%)	0.42	1.06	(60%)
Por acción – diluidos (\$)	0.15	0.32	(53%)	0.42	1.04	(59%)
Ingreso neto (pérdida) ⁽²⁾	(628)	3,663	n/a	(3,711)	14,726	n/a
Por acción – básico (\$)	(0.01)	0.06	n/a	(0.05)	0.26	n/a
Por acción – diluido (\$)	(0.01)	0.06	n/a	(0.05)	0.26	n/a
Gastos de capital, netos excluyendo adquisición de negocio	10,434	52,424	(80%)	52,053	146,205	(64%)
				Marzo 31 de 2013	Junio 30 de 2012	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				11,124	30,789	(64%)
Efectivo restringido				17,432	6,555	166%
Superávit de capital de trabajo, excluyendo la porción corriente de deuda con bancos y derivados ⁽¹⁾				48,130	29,697	62%
Deuda con bancos a corto y largo plazo				90,005	27,986	222%
Total activos				585,324	406,828	44%
Acciones ordinarias, final del período (000)				86,499	61,898	40%
Operativos	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo	4,785	13,598	(65%)	5,284	12,485	(58%)
Gas natural	2,874	-	n/a	1,051	-	n/a
Total	7,659	13,598	(44%)	6,335	12,485	(49%)
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo	4,267	13,129	(67%)	5,477	12,495	(56%)
Gas natural	2,874	-	n/a	1,051	-	n/a
Total	7,141	13,129	(46%)	6,528	12,495	(48%)
Precios reaizados de venta (\$/boe)						
Rancho Hermoso– no sujeto a tarifa	90.70	101.38	(11%)	91.10	96.60	(6%)
Rancho Hermoso – tarifa	17.36	17.36	-	17.36	16.72	4%
LLA 23	99.62	-	n/a	97.88	-	n/a
Esperanza	30.20	-	n/a	30.58	-	n/a
Ecuador – tarifa	39.53	-	n/a	39.53	-	n/a
Total	62.11	43.57	43%	64.13	44.23	45%
Ganancia operacional neta (\$/boe) ⁽¹⁾						
Rancho Hermoso– no sujeto a tarifa	38.42	56.21	(32%)	32.43	53.42	(39%)
Rancho Hermoso – tarifa	7.24	11.84	(39%)	5.16	10.35	(50%)
LLA-23	66.22	-	n/a	65.19	-	n/a
Esperanza	25.61	-	n/a	25.89	-	n/a
Ecuador – tarifa	37.94	-	n/a	38.54	-	n/a
Total	35.40	24.60	44%	26.73	24.19	10%

(1) Medida que no está en los IFRS. Consulte la sección “Medidas que no están en los IFRS” en el MD&A.

(2) Con efecto desde diciembre 20 de 2012, la Compañía culminó una consolidación de 10:1 de sus acciones ordinarias. En consecuencia, la información por acción presentada anteriormente fue reexpresada según los datos posteriores a la consolidación para hacerla comparable.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Compañía”) y sus subsidiarias están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural en Colombia, Ecuador, Brasil, Guyana y Perú. La oficina principal de la Compañía está situada en 4500, 525 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto bajo el símbolo CNE, y la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha mayo 13 de 2013 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013 y 2012 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el informe de discusión y análisis de la administración para el año terminado en junio 30 de 2012, y deben ser leídos en conjunto con ellos. Los estados financieros intermedios han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí son en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son en miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el formato de información anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, incluido el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en estos planteamientos de proyecciones a futuro, o derivados de ellos y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportarán a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.*

Además de la información histórica, el MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados reales o las consecuencias difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con respecto a la información suministrada aquí, debido a numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios del petróleo y el gas; los resultados de las actividades de perforación para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados a las operaciones de petróleo y gas, varios de los cuales

están más allá del control de la Compañía. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

A los lectores igualmente se les advierte que no deben tener una confianza indebida en información o planteamientos con proyecciones a futuro.

Medidas que no están en los IFRS – Una de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño es la de los recursos provenientes de sus operaciones. Los recursos provenientes de las operaciones son una medida no definida en los Estándares Internacionales de Reporte Financiero (“IFRS”) que es comúnmente usada en la industria del petróleo y el gas. Representa el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento. La Compañía considera que los recursos provenientes de las operaciones son una medición 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 recursos provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa o como más valiosos que el efectivo proveniente de actividades operativas según están determinados conforme a los IFRS como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los recursos provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. La Compañía también presenta los recursos provenientes de las operaciones por acción, de tal modo que los montos por acción se calculan mediante el uso del promedio ponderado de acciones en circulación, en forma consistente con el cálculo de la utilidad por acción. La tabla siguiente concilia el efectivo aportado por actividades operativas de la Compañía con los recursos provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en marzo 31 de		Nueve meses terminados en marzo 31 de	
	2013	2012	2013	2012
Efectivo (usado en) proveniente de actividades operativas	\$ (1,154)	\$ 19,662	\$ 13,868	\$ 82,593
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	14,232	380	16,246	(23,273)
Recursos provenientes de operaciones	\$ 13,078	\$ 20,042	\$ 30,114	\$ 59,320

En adición a lo anterior, la administración usa mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluida la porción corriente de los contratos de productos básicos y la porción corriente de los activos o pasivos de derivados incorporados, 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 neta 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 los IFRS y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La 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 el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

CONSOLIDACIÓN DE ACCIONES ORDINARIAS

Con efecto a partir de diciembre 20 de 2012, la Compañía terminó una consolidación de 10:1 de sus acciones ordinarias. La consolidación fue realizada con anterioridad a la emisión de acciones ordinarias para la adquisición de Shona Energy Company, Inc. (“Shona”) descrita a continuación.

COMBINACIÓN DE NEGOCIOS

En octubre 15 de 2012, la Compañía celebró un contrato (el “Convenio de Arreglo”), por el cual la Compañía acordó adquirir el 100% las acciones emitidas y en circulación ordinarias de clase “A” (“Acciones Ordinarias de Shona”) y acciones preferenciales serie “A” (“Acciones Preferenciales de Shona”) de Shona, a cambio de acciones ordinarias de la Compañía (“Acciones de Canacol”) y efectivo, mediante un plan legal de arreglo (el “Arreglo”). En diciembre 21 de 2012, la fecha de cierre de la transacción, la Compañía adquirió el 100% de las Acciones Ordinarias de Shona emitidas y en circulación a cambio de 0.10573 de Acciones de Canacol y C\$0.0896 en efectivo por cada Acción Ordinaria de Shona (la “Contraprestación”), y el 100% de las Acciones Preferenciales de Shona emitidas y en circulación a cambio de \$100.00 en efectivo por cada Acción Preferencial de Shona. Canacol emitió un total de 24.600.758 de Acciones de Canacol para los Titulares de Acciones Ordinarias de Shona en relación con el Arreglo.

Shona era una compañía internacional de exploración y producción de petróleo y gas con operaciones enfocadas en Colombia y Perú. Con participaciones en la explotación en cinco bloques, Shona tenía reservas probadas y probables de aproximadamente 95.000 millones de pies cúbicos o 16.6 millones de boe a diciembre 31 de 2011, y una producción operada proveniente del campo Esperanza en Colombia.

Entre las razones estratégicas de la adquisición de Shona están:

- 1) Doblar las reservas 2P de la Compañía y los volúmenes estimados a 34 millones de boe con un VPN₁₀ antes de impuesto de \$736 millones.
- 2) Añadir campos de gas con reservas de larga vida al portafolio existente de reservas de petróleo de la Compañía.
- 3) Añadir una producción significativa bajo contratos de ventas de largo plazo con precios escalonados. La Compañía también tiene la capacidad de aumentar los volúmenes de producción de gas en el corto plazo sin necesidad de un capital significativo.
- 4) Añadir participaciones en cinco activos de exploración con recursos prospectivos netos a riesgo de 66 millones de barriles de petróleo y gas. Tres de estos activos están situados en forma adyacente al campo Capella de petróleo pesado que tiene la Compañía en la Cuenca Caguán-Putumayo en Colombia.

Conforme a los términos del Convenio de Arreglo, todas las opciones de compra de acciones en circulación de Shona fueron desistidas y terminadas antes del cierre del Arreglo. Además, todos los titulares de derechos de adquisición de acciones de Shona tuvieron derecho a recibir, en vez del número de Acciones Ordinarias de Shona que de otro modo se habrían emitido al hacer ejercicio del derecho, el número de Acciones de Canacol ajustado para una razón de intercambio de 0.12587 de una Acción de Canacol por cada Acción de Shona y el precio de ejercicio de los derechos de adquisición de acciones fue reducido con respecto a la razón de intercambio de 0.12587 de modo que los derechos de adquisición de acciones mantuvieron su equivalencia económica.

Los costos relacionados con la adquisición, diferentes de los costos de emisión de acciones, de aproximadamente \$0.6 millones, han sido registrados como costos del período en el estado de operaciones condensado consolidado intermedio para los nueve meses terminados en marzo 31 de 2013.

Del período de diciembre 21 de 2012 a marzo 31 de 2013, el negocio adquirido aportó ingresos, netos de regalías, de \$8.1 millones, e ingresos operativos de \$6.4 millones a las operaciones de Canacol. Si la adquisición hubiera ocurrido en julio 1 de 2012, la administración estima que sus ingresos pro forma para Shona, netos de regalías, e ingresos operativos habrían sido de aproximadamente \$21.8 millones y \$10.0 millones, respectivamente, para los nueve meses terminados en marzo 31 de 2013. El ingreso operativo incluye \$4.9 millones de costos de transacción y otros costos relacionados con la adquisición por parte de Canacol. No es factible derivar todos los montos necesarios para determinar el ingreso neto aportado por el negocio adquirido pues sus operaciones se fusionaron inmediatamente con las de Canacol para realizar sinergias.

La adquisición ha sido contabilizada mediante el uso del método de compra con los resultados de las operaciones de Shona incluidos en los resultados financieros y operacionales de la Compañía a partir de diciembre 21 de 2012. La asignación de activos netos adquiridos se basó en la mejor información disponible al momento y está sujeta a cambios futuros. La asignación del precio de compra con base en valores razonables estimados fue como se indica a continuación:

Contraprestación:		
Emisión de acciones ordinarias	\$	68,346
Emisión de derechos de adquisición de acciones		2,231
Efectivo pagado a titulares de acciones ordinarias y preferenciales		40,224
	\$	110,801
Activos netos adquiridos:		
Efectivo	\$	8,300
Efectivo restringido		2,262
Cuentas por cobrar comerciales y otras		4,883
Otros activos corrientes		1,632
Activos de exploración y evaluación		6,523
Propiedades, planta y equipo		174,408
Cuentas por pagar comerciales y otras		(3,915)
Otros pasivos corrientes		(670)
Obligaciones de desmantelamiento		(2,628)
Pasivo por impuesto diferido		(52,826)
Otros pasivos a largo plazo		(261)
		137,708
Ganancia en adquisición de negocio		(26,907)
	\$	110,801

La ganancia en la adquisición del negocio fue reconocida como resultado del cambio en el precio de la acción de la Compañía entre la firma del Convenio de Arreglo y el cierre de la adquisición.

RESULTADOS DE LAS OPERACIONES

Resumen

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2013, la producción de la Compañía consistió principalmente en petróleo crudo y líquidos de gas natural de sus campos Rancho Hermoso y LLA-23 en la Cuenca de los Llanos en Colombia, gas natural de su campo Esperanza en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, petróleo crudo de su contrato de participación en producción incremental en los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, y, en menor medida, petróleo crudo de sus propiedades Capella y Entrerríos en Colombia.

La producción de petróleo crudo de Rancho Hermoso puede ser: i) “no sujeta a tarifa”, la cual representa petróleo crudo producido con base en un contrato de participación en producción con Ecopetrol S.A. (“Ecopetrol”), la compañía petrolera estatal de Colombia; o ii) producción “a tarifa”, la cual representa petróleo crudo producido con base en un contrato de servicio a riesgo con Ecopetrol por el cual la Compañía recibe una tarifa establecida por barril de petróleo producido. La producción a tarifa es limitada a una formación específica, la formación Mirador, mientras que la producción no sujeta a tarifa se deriva de las formaciones restantes, incluidas las de Ubaque, Guadalupe, Barco Los Cuervos, Carbonera y Gachetá. La producción de líquidos de gas natural incluye nafta y GLP derivados del procesamiento del gas relacionado proveniente del campo Rancho Hermoso. La Compañía es responsable del 100% de los gastos de producción del campo, aunque solo reconoce producción no sujeta a tarifa antes de regalías de aproximadamente el 24-25% de la producción bruta no sujeta a tarifa. En el segundo semestre del año calendario 2012, la Compañía enfocó sus esfuerzos en Rancho Hermoso a la producción no sujeta a tarifa con una mayor ganancia operacional neta versus la producción a tarifa con baja ganancia operacional neta, la cual previamente contribuyó en

un gran porcentaje a la producción total de la Compañía. Esta tendencia continuó en el año calendario 2013 y a marzo 31 de 2013 toda la producción restante a tarifa ha sido convertida en producción de formaciones no sujetas a tarifa. Durante el trimestre terminado en marzo 31 de 2013, la Compañía terminó los acondicionamientos de los pozos RH-8, RH-16 y RH-17 y con éxito los convirtió de productores de Mirador con alto corte de agua en productores de Ubaque y Barco con una ganancia operacional más alta. Como resultado, la producción general en el campo Rancho Hermoso para el trimestre terminado en marzo 31 de 2013 consistió principalmente en producción no sujeta a tarifa, de mayor ganancia operacional neta. Durante abril de 2013, la Compañía terminó el acondicionamiento del pozo RH-14. El pozo RH-14 fue previamente un productor de Mirador y fue cerrado desde mayo de 2012 debido al alto corte de agua. Con la terminación del acondicionamiento, el pozo RH-14 se convirtió en un productor de Barco, con ganancia operacional neta más alta, y desde entonces ha tenido una producción bruta promedio de 2.191 bopd (526 bopd netos) con un corte de agua del 6% a mayo 7 de 2013. La Compañía actualmente está en el proceso de estimular el pozo RH 4 para incrementar la productividad del mismo. Además, la Compañía planea convertir el pozo RH-10 de un productor de Ubaque en un productor de Guadalupe y, al hacerlo, espera mejorar la productividad del pozo debido a las mayores ganancias operacionales así como a la producción esperada de nafta de la formación Guadalupe. La Compañía también planea acondicionar el pozo RH-16 para mejorar el corte de agua en el segundo trimestre del año calendario 2013.

Con la culminación de la adquisición de Shona descrita anteriormente, la Compañía añadió un activo importante de producción de gas natural a su portafolio. El campo Esperanza, situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, produce gas natural seco para la venta a clientes locales bajo contratos a largo plazo. En forma significativa, la Compañía también tiene la capacidad de aumentar los volúmenes de producción de gas natural en el corto plazo sin un monto importante de capital adicional requerido, una vez se tengan los contratos adicionales de ventas. Con efecto a partir de febrero 8 de 2013, la Compañía suscribió un contrato adicional de ventas con un comprador actual para incrementar formalmente los volúmenes contractuales en 5 MMcfd (877 boepd) con efecto desde abril 1 de 2013. Antes de esto, este cliente ya venía tomando algunos volúmenes adicionales.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2012, la Compañía hizo un descubrimiento clave de petróleo ligero en el bloque LLA-23, inmediatamente adyacente al campo Rancho Hermoso. El pozo inicial, Agueda-1 ST, fue completado y puesto en producción a principios de diciembre de 2012. El Agueda-1 ST tuvo una producción de petróleo crudo de 1.157 bopd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2013. La Compañía planea perforar hasta tres pozos adicionales en el descubrimiento y recientemente recibió las aprobaciones ambientales necesarias para ello. La perforación del primer pozo, Labrador 2, empezó en abril 11 de 2013 y alcanzó una profundidad total de 10.601 pies de profundidad medida en abril 29 de 2013. El pozo Labrador 2 encontró 59 pies de zona productora de petróleo en el depósito de Gachetá con una porosidad promedio de 20% y en el depósito Ubaque con una porosidad promedio de 21%. Se espera perforar Gachetá y llevarlo a producción a largo plazo a mediados de mayo de 2013. Se espera que la perforación del próximo pozo, Labrador 3, comience a mediados de mayo de 2013. La Compañía planea la perforación del pozo de exploración Leono 1 en el bloque LLA-23 en el tercer trimestre del año calendario 2013 y ahora también planea perforar un segundo pozo de exploración después de Leono 1 con base en su éxito hasta la fecha en el descubrimiento de Labrador.

Para los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013, la Compañía también tuvo una producción menor de petróleo crudo de 243 bopd y 185 bopd, respectivamente, de sus propiedades Capella y Entrerríos en Colombia.

Durante el año calendario 2012, la Compañía, a través de un consorcio, celebró un contrato de producción incremental para los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por el cual la Compañía recibe un precio a tarifa de \$39.53 por barril de petróleo incremental producido sobre una curva base de producción predeterminada conforme al contrato de producción incremental. Tales volúmenes de producción incremental se reportan como producción en este MD&A. La producción a tarifa de Ecuador ha aumentado continuamente durante los nueve meses terminados en marzo 31 de 2013 y se espera que siga aumentando en lo que resta del año calendario 2013, para contribuir con una porción significativa a la producción total de la Compañía en el futuro. Durante el trimestre terminado en marzo 31 de 2013, la Compañía participó en la perforación de un nuevo pozo de desarrollo y el acondicionamiento de cuatro pozos existentes para sumar nueva producción. El consorcio planea perforar secuencialmente seis nuevos pozos de desarrollo adicionales y acondicionar ocho pozos productivos existentes en lo que resta del año calendario 2013. El operador, PetroAmazonas (antes PetroEcuador), es responsable de todos los gastos de producción relacionados con la producción incremental, mientras que el consorcio es responsable de un aporte del 2.5% al Fondo Amazonía sobre la producción incremental.

Además de sus campos productivos, la Compañía tiene participaciones significativas en una serie de bloques de exploración en Colombia, Brasil, Guyana y Perú.

Durante el trimestre terminado en marzo 31 de 2013, el pozo Mono Araña 1 en VMM2 (participación en la explotación del 20%) fue sometido a pruebas para establecer el potencial de petróleo del depósito convencional de baja profundidad de arenisca terciaria de Lisama dentro de las rocas madre de petróleo de La Luna y Tablazo. Se hicieron pruebas en dos intervalos dentro de la arenisca terciaria de Lisama, con un flujo a una tasa bruta promedio combinada de 1.242 bopd durante pruebas de corto plazo. El operador solicitó y obtuvo un permiso para realizar una prueba de producción de tres meses en los intervalos de Lisama. La prueba del Bajo Lisama comenzó en marzo de 2013 y produjo a una tasa bruta promedio de 560 bopd. La prueba del Alto Lisama comenzó en abril 2013 y produjo a una tasa bruta promedio de 565 bopd. Se espera que la prueba de estos intervalos combinados comience en mayo de 2013. Sujeto a la obtención de la aprobación de la ANH, el operador planea volver a entrar al pozo para una evaluación adicional de la formación La Luna, cuyos resultados se esperan para finales del tercer trimestre del año calendario 2013.

En febrero 27 de 2013, la Compañía celebró un contrato de cesión de participación (*farm-out*) con ConocoPhillips Company (“ConocoPhillips”) para la exploración y el potencial desarrollo del contrato de exploración y producción de Santa Isabel, operado por la Compañía, situado en la cuenca del Magdalena Medio en Colombia. Con la firma del contrato de cesión de participación, ConocoPhillips pagará un bono de \$13.5 millones en dos contados al cumplirse ciertas condiciones descritas en el contrato de cesión de participación. El primer contado del bono, de \$6.8 millones, fue recibido al cerrar el contrato de cesión de participación, lo cual tuvo como resultado una ganancia de \$1.4 millones en venta de activos de exploración. La Compañía espera iniciar la actividad de perforación en el pozo de exploración Oso Pardo 1 en el bloque Santa Isabel a finales de mayo.

Finalmente, la Compañía está participando en la perforación del pozo de exploración Coatí 1 a finales del segundo trimestre del año calendario 2013 en el contrato de E&P de Coatí situado en la Cuenca del Putumayo al sur, y operado por Platino Energy Corporation (“Platino”). La Compañía ha acordado una modificación del contrato de cesión de participación (*farm-out*) de Coatí con Platino, conforme al cual, según los términos del acuerdo inicial, Canacol debía pagar 80% del costo de perforación de un pozo de exploración y adquisición de sísmica para obtener una participación en la explotación del 40%. Según los términos del acuerdo modificado, Canacol pagará el 40% del costo de perforación de un pozo de exploración y adquisición de sísmica para obtener una participación en la explotación del 20% en el contrato. El menor compromiso derivado del acuerdo modificado le permite a Canacol aumentar el gasto de capital este año en sus programas de exploración y desarrollo de más bajo riesgo en el contrato LLA-23, donde Canacol tiene una participación operada del 80% y está desarrollando su nuevo descubrimiento petrolífero de Labrador. La Compañía también ha transferido su restante 36% de participación en la explotación en el contrato de E&P de Andaquíes, también situado en la Cuenca del Putumayo al sur, al operador Platino. La Compañía participó con el operador en la perforación de dos hoyos secos en el contrato de E&P de Andaquíes a principios de 2012 y ve poco potencial de exploración restante.

Promedio diario de producción y volúmenes de ventas de petróleo y gas natural

La producción y los volúmenes de ventas en este MD&A se reportan antes de regalías y los volúmenes para períodos previos han reexpresados en forma concordante. La Compañía previamente reportaba tales volúmenes después de regalías; sin embargo, Shona previamente reportaba sus volúmenes antes de regalías y la Compañía tomó la decisión de reportar en lo sucesivo antes de regalías para todos sus activos. Se espera que el pozo Esperanza adquirido con Shona contribuya significativamente a la producción total de la Compañía en períodos futuros.

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Producción (boepd)						
Rancho Hermoso – no sujeta a tarifa	2,674	4,465	(40%)	2,950	4,159	(29%)
Rancho Hermoso –a tarifa	89	8,917	(99%)	1,294	8,118	(84%)
LLA-23	1,157	-	n/a	526	-	n/a
Esperanza	2,874	-	n/a	1,051	-	n/a
Otros Colombia	243	216	12%	185	208	(11%)
Total Colombia	7,037	13,598	(48%)	6,006	12,485	(52%)
Ecuador – a tarifa	622	-	n/a	329	-	n/a
Producción total	7,659	13,598	(44%)	6,335	12,485	(49%)
Movimientos y ajustes de inventario	(518)	(469)	(10%)	193	10	>999%
Total ventas	7,141	13,129	(46%)	6,528	12,495	(48%)
Ventas (boepd)						
Rancho Hermoso – no sujeta a tarifa	2,352	3,946	(40%)	3,281	4,166	(21%)
Rancho Hermoso – a tarifa	89	8,958	(99%)	1,296	8,120	(84%)
LLA-23	1,094	-	n/a	426	-	n/a
Esperanza	2,874	-	n/a	1,051	-	n/a
Otros Colombia	110	225	(51%)	145	209	(31%)
Total Colombia	6,519	13,129	(50%)	6,199	12,495	(50%)
Ecuador – a tarifa	622	-	n/a	329	-	n/a
Total ventas	7,141	13,129	(46%)	6,528	12,495	(48%)

La disminución general de los volúmenes de producción en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013 comparada con los mismos períodos en 2012 se debe principalmente a disminuciones de producción mayores que las naturales previstas en la formación Mirador en Rancho Hermoso, de baja ganancia operacional neta, y la conversión resultante de tales pozos de producción a tarifa a producción no sujeta a tarifa de otras formaciones, de mayor ganancia operacional neta. La caída de producción fue compensada con la producción en Ecuador (622 bopd y 329 bopd, respectivamente), el reciente descubrimiento de Agueda-1 ST en el bloque LLA-23 (1.157 bopd y 526 bopd, respectivamente) y el recientemente adquirido campo Esperanza (2.874 boepd y 1.051 boepd, respectivamente).

En forma significativa, los volúmenes de producción reportados de un pozo que produce desde la formación Mirador están sobre una base bruta al 100%, debido a la naturaleza del correspondiente contrato de servicios a riesgo, mientras que los volúmenes de producción de formaciones no sujetas a tarifa son solo para la parte proporcional de participación en la explotación de la Compañía, la cual es aproximadamente un 24-25% de la producción bruta no sujeta a tarifa antes de regalías. En consecuencia, la caída en los volúmenes de producción de Rancho Hermoso en 2013 en comparación con 2012 se hace mayor por la base diferente de los volúmenes reportados entre productores a tarifa y productores no sujetos a tarifa, aunque esto no toma en consideración la rentabilidad relativa de cada contrato, siendo la producción no sujeta a tarifa la que trae unas ganancias operacionales netas significativamente más altas que la producción a tarifa. A continuación se presenta un análisis de las ganancias operacionales netas por cada categoría importante, en el cual se destacan los aspectos económicos diferentes entre la producción a tarifa y la producción no sujeta a tarifa en Rancho Hermoso. Según se describe arriba, a marzo 31 de 2013, toda la producción a tarifa de Rancho Hermoso se ha convertido en producción de formaciones no sujetas a tarifa.

La Compañía previamente anunció su meta de producción para el año calendario 2013, de 7.500 a 8.500 boepd, antes de regalías, y reitera esa meta.

Ingresos de petróleo y gas natural

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Rancho Hermoso– no sujeta a tarifa	\$ 19,199	\$ 36,403	(47%)	\$ 81,900	\$ 110,674	(26%)
Rancho Hermoso – a tarifa	139	14,151	(99%)	6,164	37,328	(83%)
LLA 23	9,809	-	n/a	11,433	-	n/a
Esperanza	7,812	-	n/a	8,806	-	n/a
Otros Colombia	745	1,497	(50%)	2,841	3,989	(29%)
Total Colombia	37,704	52,051	(28%)	111,144	151,991	(27%)
Ecuador – a tarifa	2,213	-	n/a	3,566	-	n/a
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	39,917	52,051	(23%)	114,710	151,991	(25%)
Regalías	(3,192)	(3,419)	(7%)	(8,840)	(12,788)	(31%)
Ingresos de petróleo y gas natural, después de regalías	\$ 36,725	\$ 48,632	(24%)	\$ 105,870	\$ 139,203	(24%)

La disminución en las ventas de petróleo crudo y gas natural en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013, en comparación con el mismo período en 2012, es principalmente el resultado de la disminución general en las ventas, de 46% y 48% por volumen, respectivamente. La disminución se compensa parcialmente con un aumento general en los precios realizados de 43% y 45%, respectivamente, derivado del cambio continuo de producción a tarifa a producción no sujeta a tarifa en el campo Rancho Hermoso.

Precio promedio de referencia y precio realizado de venta

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Brent (\$/bbl)	\$ 112.37	\$ 118.64	(5%)	\$ 110.68	\$ 113.19	(2%)
West Texas Intermediate (\$/bbl)	\$ 94.33	\$ 102.98	(8%)	\$ 91.44	\$ 95.43	(4%)
Rancho Hermoso – no sujeto a tarifa (\$/bbl)	\$ 90.70	\$ 101.38	(11%)	\$ 91.10	\$ 96.60	(6%)
Rancho Hermoso – a tarifa (\$/bbl)	17.36	17.36	-	17.36	16.72	4%
LLA-23 (\$/bbl)	99.62	-	n/a	97.88	-	n/a
Esperanza (\$/boe)	30.20	-	n/a	30.58	-	n/a
Otros Colombia (\$/bbl)	75.25	73.17	3%	71.73	69.41	3%
Total Colombia (\$/boe)	64.26	43.57	48%	65.44	44.23	48%
Ecuador – a tarifa (\$/bbl)	39.53	-	n/a	39.53	-	n/a
Precio promedio realizado de venta (\$/boe)	\$ 62.11	\$ 43.57	43%	\$ 64.13	\$ 44.23	45%

Los precios de venta promedio generales realizados para la Compañía aumentaron en un 43% y 45% en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013, respectivamente, comparados con los mismos períodos en 2012. Este aumento general en los precios realizados es principalmente atribuible a que la producción a tarifa de Rancho Hermoso contribuyó en una porción significativamente menor con la mezcla de producción/ventas. En los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013, las ventas a tarifa de Rancho Hermoso representaron el 4% y 28% de las ventas totales por volumen de Rancho Hermoso, respectivamente, en comparación con 69% y 66% en los mismos períodos en 2012, respectivamente.

Regalías y aporte al Fondo Amazonía

	Tres meses terminados en marzo 31 de		Nueve meses terminados en marzo 31 de	
	2013	2012	2013	2012
Rancho Hermoso– no sujeta a tarifa	\$ 1,506	\$ 3,307	\$ 6,748	\$ 12,489
LLA-23	895	-	1,062	-
Esperanza	650	-	727	-
Aporte al Fondo Amazonía	89	-	89	-
Otros Colombia	52	112	214	299
Total regalías y aporte al Fondo Amazonía	\$ 3,192	\$ 3,419	\$ 8,840	\$ 12,788

En Colombia, las regalías de petróleo crudo generalmente son a una tasa del 8% hasta que la producción neta del campo llega a los 5.000 boepd. Después aumentan en una escala móvil hasta el 20%, hasta producciones de campo de 125.000 boepd. Las regalías de petróleo crudo de Rancho Hermoso se toman en especie. Además, el bloque LLA-23 de la Compañía está sujeto a un factor x adicional de regalía del 3% (efectivamente el 2.76%). Las regalías de petróleo crudo en LLA-23 se calculan con base en el ingreso de petróleo crudo neto de gastos de transporte. El campo de petróleo pesado Capella, de la Compañía, está sujeto a una regalía del 6%. No hay regalías en la producción a tarifa ni en Colombia ni en Ecuador. Sin embargo, la producción incremental de Ecuador está sujeta a un aporte al Fondo Amazonía del 2.5%. El aporte al Fondo Amazonía para los tres meses terminados en marzo 31 de 2013 incluyó un ajuste menor del período previo. Las regalías de gas natural también se toman en especie, generalmente a una tasa del 6.4%. Además, la producción de gas natural de la Compañía está sujeta a una regalía especial adicional del 2%.

Gastos de producción y de transporte

El total de los gastos de producción y de transporte fue el siguiente:

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Gastos de producción	\$ 10,973	\$ 11,917	(8%)	\$ 48,254	\$ 36,068	34%
Gastos de transporte	2,997	7,332	(59%)	9,812	20,023	(51%)
Total gastos de producción y transporte	\$ 13,970	\$ 19,249	(27%)	\$ 58,066	\$ 56,091	4%
\$/boe	\$ 21.74	\$ 16.11	35%	\$ 32.46	\$ 16.32	99%

A continuación se presenta un análisis de gastos de producción:

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Rancho Hermoso– no sujeta a tarifa	\$ 8,121	\$ 6,923	17%	\$ 39,145	\$ 21,489	82%
Rancho Hermoso – a tarifa	69	3,774	(98%)	3,614	11,063	(67%)
LLA 23	1,086	-	n/a	1,230	-	n/a
Esperanza	538	-	n/a	623	-	n/a
Otros Colombia	1,159	1,220	(5%)	3,642	3,516	4%
Total gastos de producción	\$ 10,973	\$ 11,917	(8%)	\$ 48,254	\$ 36,068	34%
\$/boe						
Rancho Hermoso– no sujeta a tarifa	\$ 38.36	\$ 19.28	99%	\$ 43.54	\$ 18.76	132%
Rancho Hermoso – a tarifa	\$ 8.62	\$ 4.63	86%	\$ 10.18	\$ 4.95	105%
LLA 23	\$ 11.03	\$ -	n/a	\$ 10.53	\$ -	n/a
Esperanza	\$ 2.08	\$ -	n/a	\$ 2.16	\$ -	n/a
Total gastos de producción	\$ 17.07	\$ 9.97	71%	\$ 26.98	\$ 10.50	157%

Los gastos de producción disminuyeron un 8% en total y aumentaron un 71% por boe en el tercer trimestre del año fiscal 2013 en comparación con 2012, principalmente en relación con menores volúmenes de producción compensados con mayores precios y consumo de diésel, así como los costos relacionados con nuevas operaciones en LLA-23 y Esperanza. Varios problemas operacionales en el campo Rancho Hermoso en el año calendario 2012 han sido en buena parte rectificados y, en consecuencia, los gastos de producción no sujeta a tarifa y producción a tarifa de Rancho Hermoso para los tres meses terminados en marzo 31 de 2013 disminuyeron en un 24% y 25%, respectivamente, por barril, en comparación con los tres meses terminados en diciembre 31 de 2012.

Los gastos de producción aumentaron un 34% en total y aumentaron un 157% por boe en los nueve meses terminados en marzo 31 de 2013 en comparación con 2012, principalmente en relación con mayores precios y consumo de diésel, operaciones de la planta de gas y compras de insumos de gas, costos relacionados con nuevas operaciones en LLA-23 y Esperanza, mayores costos de reparación y mantenimiento debido a cambios operacionales y problemas presentados en el campo Rancho Hermoso durante el segundo semestre del año calendario 2012, así como mayores costos de manejo del agua, compensados por menores volúmenes de producción.

Conforme a su contrato con Ecopetrol, la Compañía paga 100% de los costos de producción en su campo Rancho Hermoso. En consecuencia, los gastos de producción por boe para el petróleo de Rancho Hermoso no sujeta a tarifa son mayores en comparación con los de un contrato de la ANH, como el LLA-23, debido a que la Compañía solamente reconoce producción no sujeta a tarifa antes de regalías de aproximadamente 24-25% de la producción bruta no sujeta a tarifa, mientras que reconoce el 100% de los costos de producción.

Las compras de gas y los costos de producción con respecto a la planta de gas contribuyeron con \$5.2 millones de los gastos totales de producción en los nueve meses terminados en marzo 31 de 2013, con la producción resultante de

nafta y GLP reconocida en las ventas de petróleo de Rancho Hermoso. Las operaciones de la planta de gas empezaron en junio de 2012 y, en consecuencia, los nueve meses terminados en marzo 31 de 2013 incluyeron los costos de iniciación relacionados con ella. Además, las operaciones de LLA-23 y Esperanza empezaron en diciembre de 2012 y, en consecuencia, tuvieron como resultado un aumento de los gastos de producción en los nueve meses terminados en marzo 31 de 2013 en comparación con 2012.

Como un nuevo descubrimiento, LLA-23 operó durante el período reportado usando instalaciones de alto costo de prueba a largo plazo, que se espera reemplazar en el futuro con instalaciones permanentes, incluido un generador que usa GLP de bajo costo del campo Rancho Hermoso.

A continuación se presenta un análisis de gastos de transporte:

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Rancho Hermoso – no sujeto a tarifa	\$ 1,442	\$ 5,990	(76%)	\$ 6,846	\$ 15,498	(56%)
Rancho Hermoso – a tarifa	11	725	(98%)	718	3,152	(77%)
LLA 23	1,308	-	n/a	1,527	-	n/a
Otros Colombia	236	617	(62%)	721	1,373	(47%)
Total gastos de transporte	\$ 2,997	\$ 7,332	(59%)	\$ 9,812	\$ 20,023	(51%)
\$/boe						
Rancho Hermoso – no sujeto a tarifa	\$ 6.81	\$ 16.68	(59%)	\$ 7.61	\$ 13.53	(44%)
Rancho Hermoso – a tarifa	\$ 1.50	\$ 0.89	69%	\$ 2.02	\$ 1.41	43%
LLA 23	\$ 13.28	\$ -	n/a	\$ 13.07	\$ -	n/a
Total gastos de transporte	\$ 4.66	\$ 6.14	(24%)	\$ 5.49	\$ 5.83	(6%)

Los gastos de transporte han disminuido en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013 comparados con los mismos períodos en 2012, principalmente debido a la disminución de los volúmenes de ventas.

La compañía no paga costos de transporte en Ecuador.

Ganancia operacional neta

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
\$/boe						
Ingresos de petróleo y gas natural, antes de regalías	\$ 62.11	\$ 43.57	43%	\$ 64.13	\$ 44.23	45%
Regalías	(4.97)	(2.86)	74%	(4.94)	(3.72)	33%
Gastos de producción y transporte	(21.74)	(16.11)	35%	(32.46)	(16.32)	99%
Ganancia operacional neta	\$ 35.40	\$ 24.60	44%	\$ 26.73	\$ 24.19	10%

La ganancia operacional neta por categoría principal de producción es la siguiente:

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Rancho Hermoso – no sujeto a tarifa						
Ingreso de petróleo crudo y líquidos de gas natural	\$ 90.70	\$ 101.38	(11%)	\$ 91.10	\$ 96.60	(6%)
Regalías	(7.11)	(9.21)	(23%)	(7.51)	(10.90)	(31%)
Gastos de producción y transporte	(45.17)	(35.96)	26%	(51.16)	(32.28)	58%
Ganancia operacional neta	\$ 38.42	\$ 56.21	(32%)	\$ 32.43	\$ 53.42	(39%)
Rancho Hermoso – a tarifa						
Ingreso de petróleo crudo a tarifa	\$ 17.36	\$ 17.36	-	\$ 17.36	\$ 16.72	4%
Gastos de producción y transporte	(10.12)	(5.52)	83%	(12.20)	(6.37)	92%
Ganancia operacional neta	\$ 7.24	\$ 11.84	(39%)	\$ 5.16	\$ 10.35	(50%)
LLA-23						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 99.62	\$ -	n/a	\$ 97.88	\$ -	n/a
Regalías	(9.09)	-	n/a	(9.09)	-	n/a
Gastos de producción y transporte	(24.31)	-	n/a	(23.60)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 66.22	\$ -	n/a	\$ 65.19	\$ -	n/a
Esperanza						
Ingreso de gas natural	\$ 30.20	\$ -	n/a	\$ 30.58	\$ -	n/a
Regalías	(2.51)	-	n/a	(2.53)	-	n/a
Gastos de producción	(2.08)	-	n/a	(2.16)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 25.61	\$ -	n/a	\$ 25.89	\$ -	n/a
Total Colombia						
Ingreso de petróleo crudo y gas natural	\$ 64.26	\$ 43.57	48%	\$ 65.44	\$ 44.23	48%
Regalías	(5.29)	(2.86)	85%	(5.15)	(3.72)	38%
Gastos de producción y transporte	(23.81)	(16.11)	48%	(34.19)	(16.32)	109%
Ganancia operacional neta	\$ 35.16	\$ 24.60	43%	\$ 26.10	\$ 24.19	8%
Ecuador – a tarifa						
Ingreso de petróleo crudo a tarifa	\$ 39.53	\$ -	n/a	\$ 39.53	\$ -	n/a
Aporte al Fondo Amazonía	(1.59)	-	n/a	(0.99)	-	n/a
Ganancia operacional neta	\$ 37.94	\$ -	n/a	\$ 38.54	\$ -	n/a

Otros campos en Colombia contribuyeron solamente con un monto menor al ingreso total (<5%) en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013 y 2012 y, por lo tanto, en la tabla anterior no se presenta un análisis separado de ganancia operacional neta.

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Costos brutos	\$ 6,480	\$ 5,088	27%	\$ 18,092	\$ 15,529	17%
Menos: Costos capitalizados/reversión	(436)	(1,480)	(71%)	(1,415)	(4,691)	(70%)
Gastos generales y administrativos	\$ 6,044	\$ 3,608	68%	\$ 16,677	\$ 10,838	54%
\$/bbl	\$ 9.40	\$ 3.02	211%	\$ 9.32	\$ 3.15	196%

Los gastos generales y administrativos aumentaron en un 27% y un 17% en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013, en comparación con los mismos períodos en 2012, principalmente debido a la adquisición de Shona, compensada con los esfuerzos de la Compañía para manejar sus gastos generales y administrativos a pesar de un aumento en el número de miembros del personal.

Ingreso y gasto financiero neto

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Gasto (ingreso) neto por intereses	\$ 1,670	\$ (340)	n/a	\$ 1,848	\$ (145)	n/a
Costos de financiación distintos a efectivo	937	343	173%	3,379	792	327%
Gasto financiero neto	\$ 2,607	\$ 3	>999%	\$ 5,227	\$ 647	708%

El gasto financiero neto aumentó en los tres y nueve meses terminados en marzo 31 de 2013, en comparación con los mismos períodos en 2012, debido al interés causado por deuda con bancos y el registro de un costo de financiación distinto a efectivo relacionado con los derechos fantasma de adquisición de acciones emitidos al cierre del préstamo a plazo de Shona, compensados por una combinación de una disminución de los niveles de deuda convertible en acciones y la mayor capitalización de los costos de préstamos.

Contratos de productos básicos

La Compañía celebra contratos de derivados para administrar el riesgo, para garantizar un cierto nivel de flujos de caja con el fin de contar con recursos para los principales proyectos planeados. A marzo 31 de 2013, la Compañía tenía cuatro instrumentos financieros de cobertura sobre precio de petróleo pendientes conforme a los siguientes términos:

Período	Volumen	Tipo	Rango de precio
Jul. de 2012 – jun. de 2013	750 barriles/día	Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo Brent	\$85.00 – \$107.50
Jul. de 2012 – jun. de 2013	750 barriles/día	Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo Brent	\$85.00 – \$106.80
Jul. de 2013 – dic. de 2013	500 barriles/día	Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo Brent	\$85.00 – \$107.50
Jul. de 2013 – dic. de 2013	500 barriles/día	Instrumento financiero de cobertura sobre precio de petróleo Brent	\$85.00 – \$106.80

Las ganancias y pérdidas en contratos de productos básicos reconocidas en ganancia o pérdida neta se resumen a continuación:

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012		2013	2012	
Cambio no realizado en valor razonable	\$ (1,158)	\$ 16	\$	\$ 990	\$ (438)	\$
Transacción en efectivo realizada	723	1		1,634	79	
Pérdida (ganancia) total	\$ (435)	\$ 17	\$	\$ 2,624	\$ (359)	\$

Gasto por remuneración basada en acciones

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Costos brutos	\$ 2,533	\$ 3,079	(18%)	\$ 6,124	\$ 9,345	(34%)
Menos: montos capitalizados	(1,098)	(1,306)	(16%)	(2,649)	(3,504)	(24%)
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 1,435	\$ 1,773	(19%)	\$ 3,475	\$ 5,841	(41%)

El gasto por remuneración basada en acciones es un gasto no monetario que se basa en el valor razonable de las opciones de compra de acciones y las unidades de acciones restringidas otorgadas. El valor razonable se calcula a la fecha de otorgamiento y se amortiza por el período de maduración.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 12,026	\$ 18,088	(34%)	\$ 35,520	\$ 41,127	(14%)
\$/boe	\$ 18.71	\$ 15.14	24%	\$ 19.86	\$ 11.97	66%

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012		2013	2012	
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 2,470	\$ 4,589	\$	\$ 826	\$ 8,939	\$
Gasto de impuesto de renta diferido (recuperación)	(2,189)	(7,569)		(1,170)	4,463	
Gasto de impuesto de renta (recuperación)	\$ 281	\$ (2,980)	\$	\$ (344)	\$ 13,402	\$

El ingreso de la Compañía antes de impuestos está sujeto a la tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 34%.

Efectivo y fondos provenientes de las operaciones e ingreso neto (pérdida)

	Tres meses terminados en marzo 31 de			Nueve meses terminados en marzo 31 de		
	2013	2012	Cambio	2013	2012	Cambio
Efectivo proveniente de actividades operativas	\$ (1,154)	\$ 19,662	n/a	\$ 13,868	\$ 82,593	(83%)
Fondos provenientes de operaciones ⁽¹⁾	\$ 13,078	\$ 20,042	(35%)	\$ 30,114	\$ 59,320	(49%)
Po acción – básico	\$ 0.15	\$ 0.32	(53%)	\$ 0.42	\$ 1.06	(60%)
Por acción – diluido	\$ 0.15	\$ 0.32	(53%)	\$ 0.42	\$ 1.04	(59%)
Ingreso neto (pérdida) ⁽¹⁾	\$ (628)	\$ 3,663	n/a	\$ (3,711)	\$ 14,726	n/a
Por acción – básico	\$ (0.01)	\$ 0.06	n/a	\$ (0.05)	\$ 0.26	n/a
Por acción – diluido	\$ (0.01)	\$ 0.06	n/a	\$ (0.05)	\$ 0.26	n/a

(1) Con efecto desde diciembre 20 de 2012, la Compañía culminó una consolidación de 10:1 de sus acciones ordinarias. En consecuencia, la información por acción presentada anteriormente fue reexpresada según los datos posteriores a la consolidación para hacerla comparable.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de		Nueve meses terminados en marzo 31 de	
	2013	2012	2013	2012
Perforación y completamientos	\$ 11,023	\$ 12,895	\$ 30,143	\$ 53,158
Instalaciones e infraestructura	1,621	26,621	8,721	57,454
Sísmica, gastos generales y administrativos capitalizados, costos de préstamo capitalizados y otros	3,181	12,908	18,580	35,593
Total gastos de capital, excluidas desinversiones y adquisición de negocio	15,825	52,424	57,444	146,205
Desinversiones	(5,391)	-	(5,391)	-
Gastos de capital netos, excluida la adquisición de negocio	\$ 10,434	\$ 52,424	\$ 52,053	\$ 146,205
Contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ (3,968)	\$ 7,473	\$ 13,667	\$ 25,137
Gastos en propiedades, planta y equipo	\$ 14,402	\$ 44,951	\$ 38,386	\$ 121,068

Los gastos de capital netos en el tercer trimestre de 2013 se refieren principalmente a:

- Costos de perforación, completamiento e instalaciones en LLA-23, relacionados con el descubrimiento de Labrador.
- Costos de recompletamiento e instalaciones en Rancho Hermoso.
- Costos para pozos estratigráficos en Cedrela y Portofino.
- Costos de instalaciones en el campo Capella (no operado).
- Costos de instalaciones en Esperanza.

- Costos de perforación, completamiento y recompletamiento en los campos de Ecuador (no operados); y
- cesión (*farmout*) a ConocoPhillips de una porción de la participación de la Compañía en el bloque Santa Isabel.

LIQUIDEZ Y RECURSOS DE CAPITAL

Administración de capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital con el fin de proveer flexibilidad para el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a los cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital de acciones ordinarias, la deuda convertible, la deuda con bancos y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluyendo la porción corriente de los contratos de productos básicos y la porción corriente de los activos o pasivos de derivados incorporados. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles de deuda corrientes y proyectados.

La Compañía hace seguimiento al apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en la razón de deuda neta a fondos provenientes de las operaciones. Esta razón es calculada como deuda neta, definida como el monto de capital de la deuda bancaria pendiente más el monto de capital de la deuda convertible, a menos que la deuda convertible sea *in-the-money* o pueda de otro modo ser pagada en acciones ordinarias a opción de la Compañía, menos capital de trabajo, ajustado para la porción corriente de la deuda bancaria y la deuda convertible incluidas arriba, dividida por los fondos provenientes de las operaciones. La Compañía usa la razón de deuda neta a fondos provenientes de las operaciones como un indicador clave de su apalancamiento y para hacer seguimiento a la fortaleza de su situación financiera.

Con el fin de facilitar el manejo de esta razón, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores que varían, incluidos los precios corrientes y proyectados del petróleo crudo, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocio de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y las actualizaciones son preparadas y revisadas según se requiera.

	Marzo 31 de 2013	
Deuda con bancos (corriente y a largo plazo) – capital	\$	93,378
Superávit de capital de trabajo, excluid la porción corriente de deuda con bancos y derivados		(48,130)
Deuda neta	\$	45,248
Fondos provenientes de las operaciones, anualizados	\$	52,312
Deuda neta a fondos provenientes de las operaciones		0.9

Líneas de crédito y deuda

Préstamo a término, preferencial y garantizado

En abril 3 de 2013, la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo a término preferencial y garantizado de \$140 millones con un sindicato de bancos. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado es por un término de cinco años, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en quince instalamentos trimestrales iguales a partir de octubre de 2014, luego de un período de gracia inicial de 18 meses. El Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado tiene un interés de LIBOR más 4.50% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía. Una parte de los fondos provenientes del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado fue usada para pagar todo el capital y el interés causado pendiente de la Línea de Crédito Sindicado existente de la Compañía y el

Préstamo a Plazo de Shona, descritos a continuación, y para los costos de la transacción. Los fondos restantes del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado están disponibles para gastos futuros de capital relacionados con actividades de desarrollo en Colombia y Ecuador, y para otros fines corporativos generales.

Línea de crédito sindicado

A marzo 31 de 2013, la Compañía, a través de la subsidiaria Canacol Energy Colombia S.A., de la cual es propietaria en su totalidad, tenía vigente una línea de crédito sindicado por \$200 millones con una base de préstamo aprobada de \$33.0 millones. La línea de crédito consistía en un crédito de tesorería basado en reservas y una línea a plazo amortizada.

El crédito de tesorería tenía un término de tres años que vencía en junio 29 de 2015, y estaba sujeto a la redeterminación semestral de la base de préstamo, en abril 1 y octubre 1 de cada año. La base de préstamo se determinaba con base, entre otras cosas, en el informe de reservas de la Compañía, los resultados de las operaciones, la visión de la entidad crediticia sobre los precios actuales y proyectados de productos básicos y el ambiente económico del momento. Los avances sobre la línea de crédito de tesorería causaban intereses a tasas que iban de LIBOR más 2.50% al 3.25% anual, dependiendo de la utilización. Los montos no girados contra la línea de crédito de tesorería causaban una comisión de mantenimiento del 0.50% anual.

La línea de crédito a plazo tenía un interés de LIBOR más 2.50% y era pagadera en diez cuotas iguales de capital de \$3.0 millones más intereses causados las cuales vencían al final de cada período de tres meses a partir de septiembre 1 de 2012. Los pagos de esta línea de crédito a plazo generaban el correspondiente incremento en los montos disponibles bajo la línea de crédito de tesorería, de modo que el monto total disponible siempre era igual a la base de préstamo aprobada.

La línea de crédito combinada estaba garantizada con ciertos activos y reservas de petróleo y gas de la Compañía. A marzo 31 de 2013, \$31.1 millones fueron girados contra la línea de crédito combinada, y un monto adicional de \$5.8 millones fue garantizado con una carta de crédito.

La base de préstamo fue redeterminada a finales de diciembre de 2012 en \$33.0 millones, en comparación con el monto total girado o garantizado bajo la línea de crédito en ese momento, de \$46.8 millones. La Compañía tuvo que subsanar la deficiencia de \$13.8 millones mediante cuotas iguales de \$2.3 millones mensuales. Los pagos fueron reclasificados a pasivos corrientes en el estado financiero intermedio consolidado condensado de situación financiera.

En abril 3 de 2013, la Compañía canceló y pago todos los montos pendientes por la Línea de Crédito Sindicado con recursos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado descrito anteriormente.

Préstamo a plazo de Shona

En relación con el cierre de la adquisición del negocio de Shona en diciembre 21 de 2012, la Compañía celebró un convenio de crédito preferencial garantizado por \$45.0 millones. Esta línea de crédito tenía un plazo de un año, era pagadera en su totalidad al vencimiento, causaba un interés del 15% anual pagadero trimestralmente, y estaba garantizada con los activos de Shona. En contraprestación por celebrar el convenio de crédito, la Compañía acordó hacer un “pago de derechos fantasma de adquisición de acciones”, acuerdo según el cual la Compañía pagaría el monto (en efectivo o Acciones de Canacol, a opción de la Compañía) igual al monto *in-the-money* de 2.697.292 derechos de compra de acciones ordinarias de la Compañía a un precio de ejercicio de C\$4.50 por cada Acción de Canacol. El pago de los derechos fantasma de adquisición de acciones puede ser requerido parcial o totalmente en cualquier momento por un período de tres años.

En abril 3 de 2013, la Compañía canceló y pago todos los montos pendientes por el Préstamo a Plazo de Shona con recursos del Préstamo a Término, Preferencial y Garantizado descrito anteriormente.

Otras líneas de crédito en Colombia

La Compañía tiene líneas de crédito de tesorería vigentes en Colombia con una base de préstamo total de \$20.9 millones (COP \$38.100 millones). Estas líneas de crédito tienen tasas de interés que van de 6% a 9% y no están garantizadas. A marzo 31 de 2013, \$17.2 millones fueron girados contra estas líneas de crédito, una decisión tomada en diciembre de 2012 para garantizar una adecuada liquidez a corto plazo mientras la línea de crédito sindicado estaba en redeterminación.

Cartas de crédito

A marzo 31 de 2013, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$21.9 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración y para garantizar otros compromisos contractuales. El total de estas cartas de crédito reduce las cantidades disponibles conforme a la línea de crédito sindicado (\$5.8 millones) y las líneas de crédito de tesorería en Colombia (\$16.1 millones, netos de montos contragarantizados por otras instituciones financieras), cada una de ellas descritas anteriormente.

Deuda convertible

La Compañía tiene en circulación deuda convertible en acciones, con un valor nominal de \$25.1 millones (valor razonable - \$23.6 millones), la cual vence en julio 15 de 2015, con una tasa anual del cupón de 8%, pagadera semestralmente. La deuda es convertible en acciones ordinarias de la Compañía a opción del titular, a un precio de conversión de C\$10.526 por acción, a razón de 95 acciones ordinarias por C\$1.000 de monto de capital de la deuda convertible. A la fecha de vencimiento, la Compañía tiene el derecho de pagar el monto de capital pendiente y todo interés causado en acciones ordinarias de la Compañía, con sujeción a ciertas condiciones incluidas las usuales aprobaciones legales.

Capital accionario

A mayo 13 de 2013, la Compañía tenía en circulación 86.5 millones de acciones ordinarias, 5,4 millones de derechos de adquisición de acciones, 7.6 millones de opciones de compra de acciones y 1.4 millones de unidades de acciones restringidas liquidadas en efectivo.

Obligaciones contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a marzo 31 de 2013:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda con bancos - capital ⁽¹⁾	81,136	9,042	3,200	93,378
Cuentas por pagar, comerciales y otras	18,485	-	-	18,485
Ingreso diferido	2,500	-	-	2,500
Contrato de productos básicos	1,417	-	-	1,417
Impuesto al patrimonio por pagar - no descontado	1,847	1,207	-	3,054
Deuda convertible – capital	-	25,126	-	25,126
Deuda convertible – intereses	2,020	3,030	-	5,050
Derechos fantasma de adquisición de acciones	-	-	3,153	3,153
Derechos de adquisición de acciones	361	3,314	-	3,675
Contratos de exploración y producción	9,161	45,677	-	54,838
Contrato de producción incremental (Ecuador)	23,156	49,735	-	72,891
Arrendamientos de oficinas	1,464	1,786	5,204	8,454
	141,547	138,917	11,557	292,021

(1) En abril 3 de 2013, la Compañía celebró un préstamo a largo plazo, preferencial y garantizado, de \$140 millones, con un sindicato de bancos. En relación con esta financiación, la Compañía pagó todo el capital y el interés causado pendiente por la Línea de Crédito Sindicado existente de la Compañía y el Préstamo a Plazo de Shona, cuyos montos de capital están incluidos aquí (ver análisis previo bajo “Líneas de crédito y deuda”).

Contratos de exploración y producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, Brasil, Guyana y Perú, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos pendientes de exploración a marzo 31 de 2013 por \$54.8 millones y ha emitido \$21.9 millones en garantías financieras relacionadas con ellos. Se planea cumplir estos compromisos mediante trabajo de sísmica, perforación exploratoria y cesiones de participaciones (*farm-outs*).

Contrato de producción incremental

En febrero de 2012, a una compañía en la cual la Compañía tenía una participación no operada como titular del 25.0% (27.9% de participación en el capital) le fue adjudicado un contrato de producción incremental a 15 años por parte de la compañía petrolera nacional de Ecuador (“Petroecuador” o “EPPE”) sobre los campos maduros de Libertador y Atacapi al norte de Ecuador. El operador debe gastar un total de \$334.0 millones (\$93.3 millones netos para la Compañía) durante el período de 15 años del contrato. Según lo descrito en la sección “Perspectiva” más adelante, se espera que Ecuador se vuelva cada vez más significativo en las operaciones generales de la Compañía.

EVENTOS SUBSIGUIENTES

Según lo descrito en forma más extensa anteriormente, en abril 3 de 2013, la Compañía celebró un convenio de crédito para un préstamo de \$140 millones, a plazo, preferencial y garantizado, con un sindicato de bancos. En relación con esta financiación, la Compañía pagó todo el capital y el interés causado pendiente por la Línea de Crédito Sindicado existente de la Compañía y el Préstamo a Plazo de Shona, y canceló estas líneas.

En mayo 2 de 2013, la Compañía otorgó 1.404.138 unidades de acciones restringidas (“UAR”) a ciertos miembros de junta directiva, directivos y empleados, con un precio de referencia de C\$2.58 por acción. Las UAR maduran en una tercera parte en tres meses y en dos terceras partes en doce meses desde la fecha de otorgamiento, y se pagan en efectivo.

PERSPECTIVA

La Compañía planea realizar gastos de capital por \$67 millones (\$53 millones netos de disposiciones) en el año calendario 2013 en perforación, acondicionamientos, sísmica, instalaciones de producción y oleoductos en Colombia y Ecuador, y anticipa una producción promedio neta antes de regalías de entre 7.500 y 8.500 boepd en el período.

En el año calendario 2013, la Compañía se enfocará en: 1) construir producción y reservas a partir de los recientes descubrimientos de petróleo en LLA-23 y VMM2 y aumentar los niveles de producción del recientemente adquirido campo de gas Esperanza en Colombia a través de nuevos contratos de ventas; 2) continuar aumentando la producción y las reservas de los campos petroleros Libertador y Atacapi en Ecuador; y 3) ejecutar un significativo programa de exploración enfocado a petróleo en Colombia, con un objetivo de 48 millones de barriles de petróleo pesado y ligero convencional prospectivo neto a riesgo, y recursos no convencionales de petróleo ligero. Los proyectos de exploración de importancia para el año calendario 2013 incluyen dos pozos de exploración adicionales en LLA 23, en busca de petróleo ligero, pozos de exploración en cada uno de los tres bloques de la Compañía en el Magdalena Medio (Santa Isabel, VMM2 y VMM3) todos con el objetivo de petróleo ligero convencional a poca profundidad y petróleo no convencional de esquisto a mayor profundidad, y la continuación del programa de exploración de petróleo pesado en activos en la Cuenca de Putumayo-Caguán. Se espera que la financiación para el programa del año calendario 2013 provenga de capital de trabajo, flujos de caja de las operaciones y facilidades de deuda.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

	2013				2012			2011
	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4
Financieros								
Ingresos de petróleo y gas natural, netos de regalías	36,725	27,350	41,795	45,702	48,632	55,241	35,330	47,015
Fondos provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	13,078	2,944	14,092	9,645	20,042	24,480	17,761	17,515
Por acción – básico ⁽²⁾	0.15	0.05	0.22	0.15	0.32	0.45	0.35	0.30
Por acción – diluido ⁽²⁾	0.15	0.05	0.22	0.15	0.32	0.45	0.33	0.30
Ingreso neto (pérdida)	(628)	3,131	(6,214)	3,830	3,663	(2,423)	13,486	18,407
Por acción – básico ⁽²⁾	(0.01)	0.05	(0.10)	0.06	0.06	(0.04)	0.25	0.32
Per acción – diluido ⁽²⁾	(0.01)	0.05	(0.10)	0.06	0.06	(0.04)	0.24	0.32
Gastos de capital, netos	10,434	22,688	18,931	39,927	52,424	62,425	31,356	24,661
Operaciones								
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)								
Petróleo	4,785	5,035	6,020	10,670	13,598	13,837	10,033	11,777
Gas natural	2,874	319	-	-	-	-	-	-
Total	7,659	5,354	6,020	10,670	13,598	13,837	10,033	11,777

(1) Medición no contemplada en los IFRS. Ver la sección “Medidas que no están en los IFRS”.

(2) Con efecto a partir de diciembre 20 de 2012, la Compañía terminó la consolidación de 10:1 de sus acciones ordinarias. En consecuencia, la información por acción presentada arriba fue reexpresada según los datos posteriores a la consolidación para hacerla comparable.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en marzo 31 de 2013 con respecto a los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en junio 30 de 2012.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

La administración de la Compañía acogió criterios, supuestos y estimados en la preparación de los estados financieros. Los resultados reales pueden diferir de esos estimados, y tales diferencias pueden ser significativas. La base de presentación y las principales políticas contables de la Compañía pueden consultarse en las notas a los estados financieros.

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía actualmente está revisando una serie de nuevos IFRS revisados que han sido emitidos pero aún no están en vigor. En los estados financieros consolidados auditados para el año terminado en junio 30 de 2012 se presenta un análisis detallado de las nuevas políticas contables que pueden afectar a la Compañía.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y procedimientos de revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que la información pertinente es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública. Con sujeción a la limitación del alcance descrita más adelante, el Director Ejecutivo (“CEO”) y el Director Financiero (“CFO”), junto con otros miembros de la alta gerencia, han diseñado, o han hecho que se diseñen controles y procedimientos de revelación bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han establecido procesos para asegurarse de recibir suficiente información para sustentar las declaraciones hechas en los certificados intermedios que deben ser presentados conforme al Instrumento Nacional 52-109. En adición a los procesos que específicamente caen en la categoría de C&PR, la Compañía también ha adoptado una Política Corporativa de Revelación para toda la compañía, y tiene procedimientos adicionales para ofrecer una seguridad razonable sobre que toda información importante que deba ser revelada por la Compañía en los informes intermedios sea registrada, procesada, resumida e informada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación bursátil. Con la ayuda de asesores expertos y otros miembros de la administración, el CEO y el CFO de la Compañía han evaluado (con sujeción a la limitación de alcance descrita más adelante) el diseño de los C&PR de la Compañía a marzo 31 de 2013 y no han identificado debilidades importantes relacionadas con el diseño del marco de C&PR de la Compañía.

Controles internos de informes financieros

El CEO y el CFO, con la participación de otros miembros de la administración, son responsables de establecer y mantener Controles Internos de Informes Financieros (“CIIF”) adecuados para ofrecer una seguridad razonable sobre la confiabilidad de los estados financieros preparados conforme a los IFRS. Con la ayuda de expertos asesores y otros miembros de la administración, el CEO y el CFO de la Compañía han evaluado (con sujeción a la limitación del alcance descrita más adelante) el diseño y efectividad de los CIIF de la Compañía a marzo 31 de 2013, mediante el uso del marco y los criterios establecidos en Control Interno - Marco Integrado (“Marco COSO”) publicado por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway (“COSO”), y no han identificado ninguna debilidad importante relacionada con el diseño del marco de CIIF de la Compañía.

Durante el trimestre terminado en marzo 31 de 2013, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitación en el alcance del diseño

De conformidad con la sección 3.3(1)(b) del Instrumento Nacional 52-109, el cual permite a un emisor limitar su diseño de C&PR y CIIF para excluir controles, políticas y procedimientos de un negocio adquirido por el emisor no antes de 365 días anteriores al fin del período fiscal, los controles, políticas y procedimientos de Shona, que fue adquirida por la Compañía en diciembre 21 de 2012, han sido excluidos de las evaluaciones del diseño de control indicadas anteriormente. La limitación del alcance se basa en el tiempo requerido para documentar y evaluar los C&PR y CIIF de Shona en una forma consistente con otras operaciones de la Compañía. La administración de la Compañía actualmente está en el proceso de integrar a Shona en los controles y procedimientos existentes de Canacol.

Shona constituye el 8% de los activos netos, 19% de los ingresos netos, y \$2.3 millones de ingreso antes de impuestos de renta en los estados financieros consolidados para el trimestre terminado en marzo 31 de 2013.

Limitaciones de los controles y procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, sólo puede brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el hecho de que hay limitaciones de recursos, y que los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas debido a simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras.

Así, debido a las limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones erróneas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.