



**FORMULARIO DE INFORMACIÓN ANUAL
PARA EL PERÍODO TERMINADO EN DICIEMBRE 31
DE 2015**

Marzo 23 de 2016

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|-----|
| ALGUNAS DEFINICIONES..... | 2 |
| ABREVIATURAS Y CONVERSIÓN..... | 14 |
| INFORMACIÓN | 15 |
| TÉRMINOS QUE NO SON DE PCGA | 15 |
| ENUNCIADOS CON PROYECCIONES A FUTURO | 15 |
| NOMBRE Y CONSTITUCIÓN | 19 |
| RELACIONES ENTRE COMPAÑÍAS..... | 20 |
| DESARROLLO GENERAL DEL NEGOCIO | 20 |
| DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO | 28 |
| PROPIEDADES Y OPERACIONES PRINCIPALES | 31 |
| ESTADO DE DATOS DE RESERVAS Y OTRA INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS..... | 38 |
| DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL..... | 62 |
| REGISTRO Y POLÍTICA DE DIVIDENDOS..... | 64 |
| PRECIO Y VOLUMEN DE NEGOCIACIÓN | 65 |
| VENTAS PREVIAS..... | 66 |
| VALORES EN CUSTODIA..... | 66 |
| MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y DIRECTIVOS | 66 |
| INFORMACIÓN DEL COMITÉ DE AUDITORÍA..... | 74 |
| PROCESOS LEGALES Y ACCIONES DE ENTES REGULADORES..... | 77 |
| INTERÉS DE LA ADMINISTRACIÓN Y OTROS EN TRANSACCIONES IMPORTANTES..... | 78 |
| AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADORES | 78 |
| CONTRATOS IMPORTANTES | 78 |
| PARTICIPACIÓN DE EXPERTOS..... | 79 |
| FACTORES DE RIESGO..... | 79 |
| INFORMACIÓN ADICIONAL, FINANCIERA Y DE OTRA CLASE | 103 |

APÉNDICES

| | |
|------------|---|
| APÉNDICE A | Informe sobre datos de reservas por parte de evaluadores de reservas independientes y calificados (formulario 51-101F2) |
| APÉNDICE B | Informe de la administración y la junta directiva sobre revelaciones de petróleo y gas (formulario 51-101F3) |
| APÉNDICE C | Términos de referencia del comité de auditoría |

ALGUNAS DEFINICIONES

En este Formulario de Información Anual, los siguientes términos y abreviaturas tendrán el significado indicado a continuación, a menos que el contexto exija otra cosa:

Términos definidos seleccionados

“**Deuda convertible de 2010**” significa los títulos de deuda convertibles no garantizados con una tasa de interés del 8% anual. La Deuda Convertible de 2010 era convertible a opción del titular en Acciones Ordinarias en cualquier momento antes de junio 30 de 2015 y el día hábil inmediatamente precedente a la fecha fijada por la Compañía para la redención a un precio de conversión de C\$10.526 por Acción Ordinaria, a razón de 95 Acciones Ordinarias por C\$1.000 de capital de Deuda Convertible de 2010. En junio 30 de 2015, la Compañía redimió la Deuda Convertible de 2010 mediante la emisión de aproximadamente 9.757.263 Acciones Ordinarias para cumplir con el monto pendiente de capital de la Deuda Convertible de 2010 más los intereses causados y no pagados hasta, pero excluida, la fecha de redención con base en un precio de C\$2.72 por Acción Ordinaria.

“**Línea de Crédito de 2012**” significa la línea de crédito de \$200 millones con un sindicato de instituciones financieras, que tenía una base de préstamo inicial de \$85 millones, y consistía en una línea de crédito de tesorería basada en reservas de \$55 millones y una línea a término de \$30 millones. La Línea de Crédito de 2012 reemplazó la línea de crédito previa de la Compañía para la planta de gas. La línea de crédito de tesorería tenía un término de tres años y estaba sujeta a la redeterminación de la base de préstamo en forma semestral, en abril 1 y octubre 1 de cada año, a partir de octubre 1 de 2012. Los avances contra la línea de crédito de tesorería causaban un interés a tasas que iban de la Tasa de Oferta Interbancaria de Londres (“**LIBOR**”) más 2.5% al 3.25% anual, dependiendo de la utilización. Los montos no girados en la línea de crédito de tesorería generaban una comisión de mantenimiento del 0.5% anual. La línea era pagadera en 10 cuotas iguales de capital más intereses al final de cada período de tres meses a partir de septiembre 1 de 2012. En abril 3 de 2013 la Compañía canceló y pagó todos los montos pendientes bajo la Línea de Crédito de 2012 con recursos de la Línea de Crédito de 2013, según se describe en este documento.

“**Línea de Crédito de 2013**” significa el préstamo a término, preferencial y garantizado, con un sindicato de bancos. El préstamo a término es por un plazo de cinco años, con intereses pagaderos trimestralmente y con el capital pagadero en 15 cuotas trimestrales iguales a partir de octubre de 2014, luego de un período de gracia inicial de 18 meses. El préstamo a término causa un interés de LIBOR más 4.50% y está garantizado con todos los activos materiales de Canacol. La Compañía debe pagar todos los montos girados contra la Línea de Crédito de 2013 en caso de darse un cambio de control. La Compañía aumentó la base de préstamo de la Línea de Crédito de 2013 en abril 24 de 2014, de \$140.000.000 a \$220.000.000, sin cambio al plazo o al programa de pago. En abril 27 de 2015, la Compañía canceló y pagó todos los montos pendientes bajo la Línea de Crédito de 2013 con recursos de la Línea de Crédito de 2015, según se describe en este documento.

“**Títulos Preferenciales de 2014**” significa los títulos preferenciales no garantizados con tasa flotante por \$100 millones emitidos conforme a un acuerdo de emisión de títulos, con \$50 millones retirados y financiados en octubre 29 de 2014, \$25 millones retirados y financiados en abril 2 de 2015, y \$25 millones adicionales comprometidos y disponibles para retirar en cualquier momento hasta abril 27 de 2016 a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. Los Títulos Preferenciales de 2014 son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento de diciembre 31 de 2019 y causan intereses de LIBOR más 8.5% anual (con sujeción a un piso de LIBOR de 1.0%), pagaderos trimestralmente. El cargo por disponibilidad sobre la porción no retirada de los Títulos Preferenciales se calcula al 1% anual.

“**Línea de Crédito de 2015**” significa el préstamo a término, preferencial y garantizado, por \$200 millones, con un sindicato de bancos. El préstamo a término vence en septiembre 30 de 2019, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en ocho cuotas trimestrales iguales desde diciembre 31 de 2017, después de un período de gracia inicial. El préstamo a término causa intereses a LIBOR más 4.75% y está garantizado con todos los activos importantes de la Compañía. Los recursos de la Línea de Crédito de 2015 fueron usados para el pago de capital (\$176 millones) e intereses causados pendientes bajo la Línea de Crédito de 2013, costos de la transacción, y fines corporativos generales. En septiembre 30 de 2015 la Compañía pagó anticipadamente \$20 millones en la Línea de Crédito de 2015, con lo cual redujo el saldo pendiente en ese momento a \$180 millones.

“**Costos de abandono y recuperación**” significa todos los costos relacionados con el proceso de restauración de una propiedad de un emisor reportante, la cual ha sido perturbada con actividades de petróleo y gas, a un estándar impuesto por las autoridades gubernamentales o regulatorias aplicables.

“**ABCA**” significa la *Ley de Sociedades Anónimas* (Alberta), R.S.A. 2000, c. B-9, con sus reformas, incluida la reglamentación promulgada con base en ella.

“**ANH**” significa Agencia Nacional de Hidrocarburos, una agencia del gobierno colombiano.

“**Bloque 102**” significa el bloque de exploración situado en la Cuenca Marañón, en Perú, adquirido en desarrollo de la Adquisición de Shona y operado por Canacol, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 36.5%.

“**Junta Directiva**” significa la junta directiva de la Compañía, según esté constituida en cualquier momento.

“**BVC**” significa Bolsa de Valores de Colombia, la principal bolsa de valores de Colombia.

“**Canacol Colombia**” significa Canacol Energy Colombia S.A., una subsidiaria totalmente de propiedad de la Compañía, antes Rancho Hermoso S.A.

“**Carrao**” significa Carrao Energy Ltd.

“**Adquisición de Carrao**” significa la adquisición de Carrao por parte de la Compañía, culminada en noviembre 30 de 2011, conforme a la cual la Compañía adquirió activos de exploración situados en las cuencas de los Llanos, Caguán y Magdalena Medio en Colombia. Canacol adquirió todos los títulos emitidos y en circulación de Carrao.

“**Acciones Ordinarias**” significa acciones ordinarias con derecho a voto, que integran el capital de Canacol tal como está constituido hoy.

“**ConocoPhillips Colombia**” significa ConocoPhillips Colombia Ventures Ltd., una subsidiaria totalmente de propiedad de ConocoPhillips Company.

“**Gas natural convencional**” significa gas natural que ha sido generado en otro sitio y ha migrado como consecuencia de fuerzas hidrodinámicas y está atrapado en acumulaciones discretas por sellos que pueden formarse por características geológicas localizadas estructurales, deposicionales o erosivas.

“**Compañía**” o “**Canacol**” significa Canacol Energy Ltd., y, cuando se usa en el contexto de describir los activos y negocios de la Compañía, puede incluir sus subsidiarias y predecesoras.

“**Contrato de E&P de COR-4**” significa el Contrato situado en la Cuenca del Alto Magdalena en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P de COR-11**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Alto Magdalena en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P de COR-12**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Alto Magdalena en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P de COR-39**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Alto Magdalena en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Petróleo crudo**” significa una mezcla consistente principalmente de pentanos e hidrocarburos más pesados que existe en fase líquida en yacimientos y permanece en estado líquido a temperatura y presión atmosférica. El petróleo crudo puede contener pequeñas cantidades de azufre y otras sustancias distintas a hidrocarburos pero no incluye líquidos obtenidos del procesamiento del gas natural.

“**Volúmenes estimados**” significa aquellos volúmenes producidos conforme a un contrato de servicio en el cual la Compañía no tiene un interés directo, sino que representa reservas atribuibles a la Compañía según el cálculo hecho con el uso del flujo de caja dividido por el precio de tarifa fija por la vida de las reservas. La Compañía tiene una participación no

operada como titular de una participación del 25% del CPI de Ecuador, por la cual recibe un precio fijo a tarifa por cada barril incremental producido.

“**DeGolyer**” significa DeGolyer and MacNaughton Canada Limited, una firma consultora independiente de ingenieros de petróleo.

“**Informe de DeGolyer**” significa el informe elaborado por DeGolyer titulado “Informe a diciembre 31 de 2015 sobre reservas e ingreso de Canacol Energy Ltd. en Colombia y Ecuador”.

“**Reservas desarrolladas no productivas**” son aquellas reservas que no han estado en producción, o han estado previamente en producción pero están cerradas y la fecha de reanudación de la producción no se conoce.

“**Reservas desarrolladas productivas**” son aquellas reservas que se espera que se recuperen de intervalos de completamiento abiertos al momento de la estimación. Estas reservas pueden estar actualmente en producción o, si están cerradas, deben haber estado previamente en producción, y la fecha de reanudación de la producción debe conocerse con razonable certeza.

“**Reservas desarrolladas**” son aquellas reservas que se espera recuperar de pozos existentes e instalaciones realizadas o, si no se han realizado instalaciones, ello involucraría un gasto bajo (por ejemplo, en comparación con el costo de perforar un pozo) para poner las reservas en producción. La categoría de desarrolladas puede subdividirse en productivas y no productivas.

“**Costos de desarrollo**” significa costos en que se incurre para obtener acceso a reservas y para suministrar instalaciones para la extracción, el tratamiento, la recolección y el almacenamiento del petróleo y el gas de las reservas. Más específicamente, los costos de desarrollo, incluidos los costos operativos de equipo y las instalaciones de soporte y otros costos de actividades de desarrollo aplicables, son costos que se contraen para:

- (a) Obtener acceso a los sitios de pozos y prepararlos para la perforación, incluida la inspección de sitios de pozos con el fin de determinar sitios específicos de perforación de desarrollo, despeje de terreno, drenaje, construcción de vías y reubicación de vías públicas, y ductos de gas y energía, en la medida necesaria para desarrollar las reservas.
- (b) Perforar y equipar pozos de desarrollo, pozos estratigráficos de prueba en propiedades probadas y pozos de servicio, incluidos los costos de plataformas y equipo de pozos como revestimiento, tubería, equipo de bombeo y el montaje del cabezal del pozo.
- (c) Adquirir, construir y montar instalaciones de producción, tales como ductos de flujo, separadores, tratadores, calentadores, colectores, aparatos de medición y tanques de almacenamiento de producción, plantas de ciclado y procesamiento de gas natural, y sistemas centrales de servicios públicos y disposición de desechos; y

(d) Proveer sistemas mejorados de extracción.

“**Pozo de desarrollo**” significa un pozo perforado dentro de los límites establecidos de un yacimiento de petróleo o gas, o muy cerca del borde del yacimiento, a la profundidad de un horizonte estratigráfico conocido como productivo.

“**Ecopetrol**” significa Ecopetrol S.A., la compañía petrolera nacional de Colombia, anteriormente conocida como Empresa Colombiana de Petróleos.

“**CPI de Ecuador**” significa el contrato de producción incremental a 15 años (que expiran en 2027) adjudicado por PetroEcuador (hoy PetroAmazonas) a Pardaliservices, en relación con los Campos Libertador y Atacapi situados en la parte norte de Ecuador. La Compañía tiene una participación no operada como titular del 25% (participación en el capital del 27.9%) en el CPI de Ecuador.

“**Emerald**” significa Emerald Energy PLC Sucursal Colombia.

“**Contrato de E&E de Esperanza**” significa el Contrato de E&E situado en la Cuenca del Bajo Magdalena, en Colombia, adquirido en desarrollo de la Adquisición de Shona y operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&E**” significa contrato de exploración y explotación.

“**Contrato de E&P**” significa contrato de exploración y producción.

“**Costos de exploración**” significa costos contraídos para identificar áreas que puedan justificar examen, y para examinar áreas específicas que se considere que tengan el potencial de contener reservas de petróleo y gas, incluidos los costos de perforación de pozos exploratorios y pozos estratigráficos de prueba en propiedades no probadas. Los costos de exploración pueden ser contraídos tanto antes de adquirir la propiedad respectiva (algunas veces denominados en parte como “costos de prospección”) como después de adquirir la propiedad. Los costos de exploración, los cuales incluyen los costos operacionales aplicables de equipos e instalaciones de soporte y otros costos de actividades de exploración, son:

- (a) Costos de estudios topográficos, geoquímicos, geológicos y geofísicos, derechos de acceso a propiedades para realizar tales estudios, y salarios y otros gastos de geólogos, grupos geofísicos y otros que lleven a cabo tales estudios (en ocasiones conjuntamente denominados como “costos geológicos y geofísicos”).
- (b) Costos de manejo y retiro de propiedades no probadas, tales como pagos para prorrogar el arrendamiento en caso de demora en la iniciación de las operaciones, impuestos sobre propiedades (distintos a impuestos sobre la renta y el patrimonio), costos legales para la defensa de títulos y el mantenimiento de registros de tierras y arrendamientos.

- (c) Pagos por información de pozos secos o de pozos perforados a cierta profundidad preacordada.
- (d) Costos de perforación y equipamiento de pozos exploratorios; y
- (e) Costos de perforación de pozos estratigráficos de prueba en propiedades no probadas.

“**Pozo de exploración**” significa un pozo que no es pozo de desarrollo, pozo de servicio o pozo de prueba estratigráfica.

“**ExxonMobil Colombia**” significa ExxonMobil Exploration Colombia Limited, una subsidiaria totalmente de propiedad de ExxonMobil Corporation.

“**Costos y precios proyectados**” significa precios y costos futuros:

- (a) que sean generalmente aceptados como una perspectiva razonable del futuro; y
- (b) si, y solo en la medida en que haya precios o costos futuros determinables o fijos a los cuales el emisor reportante esté legalmente sometido por una obligación contractual o de otro tipo de suministrar un producto físico, incluidos aquellos por un período de prórroga de un contrato que probablemente sea prorrogado, tales precios o costos en vez de los precios o costos referidos en el literal (a).

“**Gastos de impuesto de renta futuro**” significa los gastos estimados (generalmente año a año):

- (a) realizando asignaciones adecuadas de costos y pérdidas no reclamados estimados llevados al siguiente ejercicio para fines tributarios, entre actividades de petróleo y gas y otras actividades del negocio;
- (b) sin deducir los costos futuros estimados (por ejemplo, regalías de la Corona) que no sean deducibles al calcular la renta gravable;
- (c) tomando en cuenta créditos y desgravaciones de impuestos estimados (por ejemplo, créditos por impuestos de regalías); y
- (d) aplicando a los flujos de caja netos futuros previos a impuestos relacionados con las actividades de petróleo y gas del emisor reportante las tasas impositivas legales apropiadas de fin de año, tomando en cuenta las tasas impositivas futuras ya establecidas por la legislación.

“**Ingreso futuro neto**” significa una proyección de ingreso estimada con el uso de precios y costos proyectados o precios y costos constantes, generados con el desarrollo y la producción esperados de recursos, netos de las regalías relacionadas, los costos operativos, los costos de desarrollo y los costos de abandono y recuperación.

“**PCGA**” significa principios de contabilidad generalmente aceptados para empresas públicamente responsables en Canadá, los cuales actualmente están de acuerdo con las NIIF.

“**Bruto**” o “**bruta**” significa:

- (a) En relación con la participación de la Compañía en producción o reservas, sus “reservas brutas de compañía”, las cuales son su porción de la participación en la explotación (operada o no operada) antes de la deducción de regalías y sin incluir las participaciones de la Compañía en regalías.
- (b) En relación con pozos, el número total de pozos en los cuales la compañía tiene una participación; y
- (c) En relación con propiedades, el área total de propiedades en las cuales la Compañía tiene una participación.

“**Petróleo crudo pesado**” significa petróleo crudo con una densidad relativa mayor que 10° de gravedad API y menor o igual que 22.3° de gravedad API.

“**Hupecol**” significa Hupecol Operating Co. LLC.

“**Inversión**” tiene el significado que se le asigna bajo “*Desarrollo general del negocio – Período de julio 1 de 2015 a diciembre 31 de 2015*”.

“**NIIF**” significa Normas Internacionales de Información Financiera, según sean emitidas por la Junta Internacional de Normas Contables.

“**Campos Libertador y Atacapi**” significa los campos maduros situados en el norte de Ecuador, los cuales son objeto del CPI de Ecuador, el cual fue adjudicado por PetroEcuador (hoy PetroAmazonas) a Pardaliservices.

“**Petróleo crudo ligero**” significa petróleo crudo con una densidad relativa mayor que 31.1° de gravedad API.

“**Contrato de E&P de LLA 23**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca de los Llanos, inmediatamente al norte del Campo Rancho Hermoso y adyacente al mismo, operado por Canacol, en el cual la Compañía tenía una participación en la explotación del 90%. Después de diciembre 31 de 2015, la Compañía aumentó su participación en la explotación en el Contrato de E&P de LLA 23 de 90% a 91%. Este Contrato de E&P fue adquirido de conformidad con la Adquisición de Carrao.

“**Contrato de E&P de Macaya**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca Caguán-Putumayo, en Colombia, adquirido en desarrollo de la Adquisición de Shona y operado por Hupecol, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 37.5%.

“**Petróleo crudo medio**” significa petróleo crudo con una densidad relativa mayor que 22.3° de gravedad API y menor o igual que 31.1° de gravedad API.

“**Gas natural**” significa una mezcla ocurrida naturalmente de gases de hidrocarburos y otros gases.

“**Líquidos de gas natural**” o “**LGN**” significa aquellos componentes de hidrocarburos que pueden ser obtenidos del gas natural como un líquido, incluidos, sin que se limite a ellos, el etano, el propano, los butanos, los más pesados que los pentanos, y los condensados.

“**Neta**” significa:

- (a) En relación con la participación de la Compañía en producción y reservas, su porción de la participación en la explotación (operada o no operada) después de deducir obligaciones de regalías, más su participación en regalías por producción o reservas.
- (b) En relación con la participación de la Compañía en pozos, el número de pozos obtenido al sumar la participación en la explotación de la Compañía en cada uno de sus pozos brutos; y
- (c) En relación con la participación de la Compañía en una propiedad, el área total en la cual la Compañía tiene una participación multiplicada por la participación en la explotación que tiene la Compañía.

“**NI 51-101**” significa Instrumento Nacional 51-101 — *Estándar de revelación para actividades de petróleo y gas* de los Administradores de Valores de Canadá.

“**NI 51-102**” significa Instrumento Nacional 51-102 — *Obligaciones continuas de revelación* de los Administradores de Valores de Canadá.

“**NI 52-110**” significa Instrumento Nacional 52-110 — *Comités de Auditoría* de los Administradores de Valores de Canadá.

“**Contrato de E&P de Ombú**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca Caguán–Putumayo, en Colombia, operado por Emerald, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 10%.

“**Convenio de Cesión de Participación de Ombú**” significa un convenio de cesión de participación celebrado en julio de 2008, por el cual la Compañía obtuvo una participación en la explotación del 10% en el Contrato de E&P de Ombú.

“**Costos operacionales**”, ver “costos de producción”.

“**Pardaliseservices**” significa Pardaliseservices S.A., la empresa conjunta creada por Tecpetrol International S.A., Schlumberger Ltd., Sertecpet S.A. y Canacol, a la cual le fue adjudicado el CPI de Ecuador.

“**PetroAmazonas**” significa PetroAmazonas EP, la compañía petrolera nacional de Ecuador, a cargo de las actividades de exploración y producción.

“**PetroEcuador**” significa EP PetroEcuador, la compañía petrolera nacional de Ecuador, a cargo de actividades de transporte, almacenamiento, comercialización y refinación de petróleo, y venta y distribución de productos derivados del petróleo. En noviembre de 2012, PetroAmazonas adquirió la participación de PetroEcuador en las actividades de exploración y producción.

“**Petrotech**” significa Petrotech Engineering Ltd., una firma consultora independiente de ingeniería.

“**Informes de Petrotech**” significa los informes titulados “Evaluación de las participaciones de Canacol Energy Ltd. en los tres campos productivos dentro del Bloque Esperanza en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena en Colombia” y “Evaluación de las participaciones de Canacol Energy Ltd. en el Campo Clarinete en el Bloque VIM 5, en el Valle Inferior del Magdalena en Colombia”, cada uno con fecha efectiva diciembre 31 de 2015 y elaborados por Petrotech.

“**Derechos fantasma de adquisición de acciones**” significa los derechos fantasma de adquisición de acciones emitidos por la Compañía a las entidades crediticias en relación con el Préstamo a Término de Shona, de modo que la Compañía pagaría un monto (en efectivo o Acciones Ordinarias, a elección de la Compañía) igual al monto *in-the-money* de 2.697.292 derechos de adquisición de acciones ordinarias de la Compañía a un precio de ejercicio de C\$4.50 por Acción Ordinaria. En octubre 21 de 2014 la Compañía anunció la liquidación de los 2.697.292 Derechos Fantasma de Adquisición de Acciones en circulación por \$3.5 millones, pagados en efectivo.

“**Reservas posibles**” significa aquellas reservas adicionales cuya obtención es menos cierta que la de las reservas probables. Es improbable que las cantidades restantes que efectivamente se obtengan excedan la suma de las reservas estimadas probadas, probables y posibles.

“**Reservas probables**” son aquellas reservas adicionales cuya obtención es menos cierta que la de las reservas probadas. Es igualmente probable que las cantidades restantes que efectivamente se obtengan sean mayores o menores que la suma de las reservas estimadas probadas y probables.

“**Producción**” significa la cantidad acumulada de petróleo que ha sido obtenida en una fecha dada. Obtención, recolección, tratamiento, procesamiento en campo o planta (por ejemplo, procesamiento de gas para obtener líquidos de gas natural) y almacenamiento en campo de petróleo y gas.

“**Costos de producción**” (o “**costos operacionales**”) significa los costos en que se incurre para operar y mantener pozos y equipos e instalaciones relacionados, incluidos los costos operacionales aplicables de equipos e instalaciones de soporte y otros costos de operación y

mantenimiento de aquellos pozos y equipos e instalaciones relacionados. Los costos de extracción se vuelven parte del costo del petróleo y gas producido. Ejemplos de costos de producción son:

- (a) Costo de mano de obra para operar los pozos y los equipos e instalaciones relacionados.
- (b) Costos de reparaciones y mantenimiento.
- (c) Costos de materiales, suministros y combustible consumidos, y suministros utilizados, en la operación de los pozos y equipos e instalaciones relacionados.
- (d) Costos de reacondicionamientos.
- (e) Costos de servicios de pozos; e
- (f) impuestos distintos de los de renta y capital.

“**Costos de adquisición de propiedad**” significa los costos contraídos para adquirir una propiedad (directamente por compra o arrendamiento, o indirectamente por adquisición de otra entidad corporativa con un interés en la propiedad), incluidos:

- (a) Los costos de bonos de arrendamientos y opciones de compra o arrendamiento de una propiedad.
- (b) La porción de los costos aplicable a los hidrocarburos cuando se compra la tierra, incluidos los derechos a hidrocarburos, de modo que tanto los derechos a los minerales como los derechos al área están incluidos en la compra.
- (c) Los honorarios de los corredores, los cargos por anotación y registro, los costos legales y otros costos contraídos en la adquisición de propiedades.

“**Propiedad probada**” significa una propiedad o parte de una propiedad a la cual se le han atribuido específicamente reservas.

“**Reservas probadas**” son aquellas reservas cuya obtención puede ser estimada con un alto grado de certeza. Es probable que las cantidades restantes que efectivamente se obtengan excedan las reservas estimadas probadas.

“**Rancho Hermoso**” significa el campo situado en la Cuenca de los Llanos, operado por Canacol Colombia por acuerdo con Ecopetrol.

“**Reservas**” son las cantidades restantes estimadas de petróleo y gas natural y sustancias relacionadas que se espera obtener de acumulaciones conocidas, desde una fecha dada en adelante, con base en (a) el análisis de datos de perforación, geológicos, geofísicos y de ingeniería; (b) el uso de tecnología establecida; y (c) condiciones económicas específicas, que sean generalmente aceptadas como razonables y que sean reveladas. Las reservas se

clasifican según el grado de certeza asociado con los estimados en “reservas probadas”, “reservas probables” y “reservas posibles”.

“**Recursos**” significa cantidades de petróleo que originalmente existieron en o al interior de la corteza terrestre en acumulaciones generadas naturalmente, incluidas las cantidades descubiertas y no descubiertas (recuperables y no recuperables) más las cantidades ya producidas. Los recursos totales son equivalentes al petróleo total inicialmente en el sitio.

“**Contrato de E&P de Santa Isabel**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Magdalena Medio en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100% en las formaciones poco profundas y una participación en la explotación del 30% en las formaciones profundas. Este Contrato de E&P está contiguo a los Contratos de E&P de VMM 2 y de E&P de VMM 3, todos los cuales fueron adquiridos en la Adquisición de Carrao.

“**Pozo de servicio**” significa un pozo perforado o completado con el fin de soportar la producción en un pozo existente. Los pozos de esta clase son perforados para los siguientes fines específicos: inyección de gas (gas natural, propano, butano o gas de combustión), inyección de agua, inyección de vapor, inyección de aire, disposición de agua salada, suministro de agua para inyección, observación, o inyección para combustión.

“**Accionista**” significa un titular registrado de una o más Acciones Ordinarias.

“**Shona**” significa Shona Energy Company, Inc.

“**Adquisición de Shona**” significa la adquisición por la Compañía de todas las acciones de Shona, una compañía de Columbia Británica que tenía operaciones enfocadas en Colombia (Contratos de E&P de Esperanza, Serranía, Los Picachos, VIM 21 y Macaya) y Perú (Bloque 102).

“**Préstamo a Término de Shona**” significa un contrato de crédito preferencial y garantizado por \$45.0 millones, celebrado por la Compañía en relación con la Adquisición de Shona. La 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 abril 3 de 2013 la Compañía canceló y pagó todos los montos pendientes bajo el Préstamo a Término de Shona con recursos de la Línea de Crédito de 2013 descrita en este documento.

“**Pozo de prueba estratigráfica**” significa el esfuerzo de perforación, geológicamente dirigido, para obtener información correspondiente a una condición geológica específica. Comúnmente, tales pozos se perforan sin la intención de ser completados para producción de hidrocarburos. Incluyen los pozos para fines de pruebas de núcleos y todos los tipos de orificios desechables relacionados con la exploración de hidrocarburos. Los pozos de prueba estratigráfica se clasifican como de:

- (a) “tipo exploratorio”, si no son perforados en una propiedad probada; o

- (b) “tipo de desarrollo”, si son perforados en una propiedad probada. Los pozos estratigráficos del tipo de desarrollo también se denominan “pozos de evaluación”.

“**TSX**” significa la Bolsa de Valores de Toronto.

“**Reservas no desarrolladas**” son aquellas reservas que se espera obtener de acumulaciones conocidas donde se requiere un gasto significativo (por ejemplo, al compararlo con el costo de perforar un pozo) para que sean aptas para producir. Deben cumplir cabalmente con los requerimientos de la clasificación de reservas (probadas, probables, posibles) a la cual estén asignadas. En grupos multipozos, puede ser apropiado distribuir las reservas totales del grupo entre las categorías de desarrolladas y no desarrolladas, o subdividir las reservas desarrolladas para el grupo en desarrolladas productivas y desarrolladas no productivas. Esta distribución debe basarse en la evaluación de quien hace la estimación sobre las reservas que serán obtenidas de pozos, instalaciones e intervalos de completamiento específicos en el grupo y su respectivo estado de desarrollo y producción.

“**Propiedad no probada**” significa una propiedad o parte de una propiedad a la cual no se le hayan atribuido específicamente reservas.

“**Vetra**” significa Vetra Exploración y Producción Colombia S.A.S.

“**Contrato de E&P VIM 5**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P VIM 19**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**VIM 21**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Bajo Magdalena, Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P VMM 2**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Magdalena Medio en Colombia, operado por Canacol (formaciones profundas) y Vetra (formaciones poco profundas), con respecto al cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 40% en las formaciones poco profundas y una participación en la explotación del 66.9% en las formaciones profundas. Este Contrato de E&P es contiguo a los Contratos de E&P de Santa Isabel y VMM 3, todos los cuales fueron adquiridos en la Adquisición de Carrao.

“**Contrato Adicional de E&P de VMM 3**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Magdalena Medio en Colombia, operado por ConocoPhillips, en el cual la Compañía, a través de una subsidiaria totalmente de su propiedad, tiene un 20% de participación en la explotación. Este Contrato de E&P fue otorgado por la ANH en

diciembre 2 de 2015 para desarrollar depósitos no convencionales y es contiguo a los Contratos de E&P de Santa Isabel y VMM 2, todos los cuales fueron adquiridos de conformidad con la Adquisición de Carrao.

“**Contrato de E&P de VMM 3**” significa el Contrato de E&P previo situado en la Cuenca del Magdalena Medio en Colombia, el cual fue abandonado en junio 5 de 2015 por la Compañía, Shell-Colombia y ConocoPhillips. Concurrentemente con este abandono la Compañía celebró el Contrato Adicional de E&P de VMM 3; y

“**participación en la explotación**” significa la participación neta que se tiene en una propiedad de petróleo y gas natural, la cual normalmente implica la participación proporcional en los costos de exploración, desarrollo y operaciones, así como las regalías y otras cargas de producción.

ABREVIATURAS Y CONVERSIÓN

En este Formulario de Información Anual, los siguientes términos y abreviaturas tienen los significados que se indican a continuación:

| Petróleo y líquidos de gas natural | | Gas natural | |
|------------------------------------|---|-------------|--|
| bbl | barril | Mcf | miles de pies cúbicos |
| Mbbl | miles de barriles | MMcf | millones de pies cúbicos |
| MMbbl | millones de barriles | Mscf | miles de pies cúbicos estándares |
| bbl/d | barriles por día | Bcf | millardos de pies cúbicos |
| bopd | barriles de petróleo por día | Mcf/d | miles de pies cúbicos por día |
| LGN | líquidos de gas natural | MMcf/d | millones de pies cúbicos por día |
| | | MMscf/d | Millones de pies cúbicos estándares por día |
| | | MMBTU | millones de Unidades Térmicas Británicas |
| | | MMBTU/d | millones de Unidades Térmicas Británicas por día |
| Otros | | | |
| BOE o boe | barril de petróleo equivalente que se deriva de la conversión de gas natural en petróleo a razón de 5.7 Mcf de gas natural por un bbl de petróleo. La tasa de conversión de BOE de 5.7 Mcf por 1 bbl 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. Dado que la razón de valor entre gas natural y petróleo crudo basada en los precios vigentes de gas natural y petróleo crudo es significativamente diferente a la equivalencia de energía de 5.7:1, el uso de una conversión sobre la base de 5.7:1 puede ser engañoso como indicación de valor. En este Formulario de Información Anual la Compañía ha expresado los BOE usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl exigido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. | | |
| boe/d | barriles de petróleo equivalente por día | | |
| Mboe | mil barriles de petróleo equivalente | | |
| MMboe | un millón de barriles de petróleo equivalente | | |
| M | mil | | |
| ft | pies | | |
| km | kilómetros | | |
| km ² | kilómetros cuadrados | | |
| m ³ | metros cúbicos | | |
| API | Instituto Americano de Petróleo | | |
| °API | indicación de la gravedad específica de petróleo crudo medida según la escala de gravedad del API. El petróleo líquido con una gravedad específica de 28° API o mayor generalmente se denomina petróleo crudo ligero. | | |
| \$000 o M\$ | miles de dólares | | |

| | |
|-----|---|
| WTI | West Texas Intermediate, el precio de referencia pagado en dólares de EE.UU. en Cushing, Oklahoma, para petróleo crudo de grado estándar. |
| kWh | kilovatio-hora |

La siguiente tabla establece ciertas conversiones estándares entre Unidades Imperiales Estándares y el Sistema Internacional de Unidades (o unidades métricas).

| Para convertir de | A | Multiplicar por |
|-------------------|----------------|-----------------|
| BOE | Mcf | 5.7 |
| Mcf | m ³ | 28.174 |
| m ³ | pies cúbicos | 35.315 |
| bbl | m ³ | 0.159 |
| m ³ | bbl | 6.290 |
| ft | metros | 0.305 |
| metros | ft | 3.281 |
| millas | km | 1.609 |
| km | millas | 0.621 |
| acres | hectáreas | 0.405 |
| hectáreas | acres | 2.471 |

INFORMACIÓN

La información en este Formulario de Información Anual se da a diciembre 31 de 2015, a menos que se indique otra cosa. Para una explicación de los términos y expresiones con letra inicial en mayúscula y ciertos términos definidos, remítase a “*Algunas definiciones*” y “*Abreviaturas y conversión*”. **Salvo que se indique otra cosa, todos los montos en dólares en este Formulario de Información Anual se expresan en dólares de Estados Unidos y las referencias a \$ son a dólares de Estados Unidos.** Las referencias a C\$ son a dólares canadienses.

El ingreso neto futuro en Colombia y Ecuador, basado en el Informe de DeGolyer y el Informe de Petrotech se presenta en dólares de Estados Unidos a diciembre 31 de 2015.

TÉRMINOS QUE NO SON DE PCGA

La expresión “ganancia operacional neta” puede ser usada en cualquier momento por la Compañía, pero no tiene un significado estandarizado bajo las NIIF y puede no ser comparable con medidas similares presentadas por otras compañías. La ganancia operacional neta se calcula como ingresos netos de regalías, menos cargos por transporte y procesamiento y gastos de reparación y operativos, divididos por los BOE vendidos. La administración estima que esta es una medida útil pues es una medida común usada por otras compañías que operan en la industria del petróleo y el gas con el fin de brindar una comparación del desempeño general relativo entre compañías. La administración usa la medida para evaluar el desempeño general de la Compañía en relación con el de sus competidoras y para fines de planeación interna.

ENUNCIADOS CON PROYECCIONES A FUTURO

Cierta información relacionada con la Compañía, contemplada en este Formulario de Información Anual, incluida la evaluación por parte de la administración de la Compañía de los planes y operaciones futuros de la Compañía, contiene enunciados con proyecciones a

futuro que involucran riesgos e incertidumbres sustanciales, conocidos y desconocidos. El uso de cualquiera de las palabras “planear”, “esperar”, “buscar”, “pronosticar”, “proyectar”, “pretender”, “creer”, “anticipar”, “estimar” u otras palabras similares, o de enunciados sobre que ciertos eventos o condiciones “pueden ocurrir” u “ocurrirán” tienen la pretensión de identificar enunciados con proyecciones a futuro. Tales enunciados representan las proyecciones internas, los estimados o las creencias de la Compañía relacionadas, entre otras cosas, con el crecimiento futuro, los resultados de las operaciones, la producción, los gastos de capital y otros gastos futuros (incluidos el monto, la naturaleza y las fuentes de recursos de los mismos), las ventajas competitivas, los planes y los resultados de la actividad de perforación, los asuntos ambientales, y los prospectos y las oportunidades de negocios. Estos enunciados son solamente predicciones y los eventos o resultados reales pueden diferir sustancialmente. Aunque la administración de la Compañía considera que las expectativas reflejadas en los enunciados con proyecciones a futuro son razonables, no puede garantizar resultados, niveles de actividad, desempeño o logros futuros, pues tales expectativas están inherentemente sujetas a incertidumbres y contingencias significativas de negocios, económicas, operacionales, de competencia, políticas y sociales. Varios factores pueden hacer que los resultados reales de la Compañía difieran sustancialmente de aquellos planteados expresa o tácitamente en cualquier enunciado con proyecciones a futuro hecho por la Compañía o en nombre de ella.

En especial, los enunciados con proyecciones a futuro incluidos en este Formulario de Información Anual comprenden, sin que se limiten a ellos, enunciados con respecto a lo siguiente:

- tamaño de las reservas de petróleo y gas e ingresos netos futuros derivados de ellas;
- características de desempeño de las propiedades de petróleo y gas de la Compañía;
- oferta y demanda de petróleo y gas natural;
- planes de perforación, incluido el tiempo de los mismos;
- tratamiento conforme a regímenes regulatorios del gobierno y leyes tributarias;
- prospectos financieros y de negocios y pronóstico financiero;
- resultados de las operaciones;
- producción, costos futuros, estimados de reservas y producción;
- actividades por realizar en varias áreas, incluido el cumplimiento de compromisos de exploración;
- tiempo de perforación, completamiento e interconexión de pozos;
- acceso a instalaciones e infraestructura;
- tiempo de desarrollo de reservas no desarrolladas;
- gastos de capital planeados, la oportunidad de los mismos y el método de financiación;
- situación financiera, acceso a capital y estrategia general;
- planes de desarrollo y perforación para los activos de la Compañía;
- características de desempeño de las propiedades de la Compañía;
- cantidad de reservas de la Compañía
- tratamiento conforme a regímenes regulatorios y de tributación del gobierno;
- niveles de producción de la Compañía; y

- expectativas de la Compañía en relación con la habilidad de esta para obtener prórrogas de contratos o cumplir obligaciones contractuales que se requieran para conservar sus derechos de exploración, desarrollo y explotación de cualquiera de sus propiedades no desarrolladas.

Los enunciados relacionados con “reservas” o “recursos” son por su naturaleza enunciados con proyecciones a futuro, pues involucran la evaluación implícita, basada en ciertos estimados y supuestos, de que los recursos y las reservas descritos pueden ser producidos de forma rentable en el futuro. Los estimados de obtención y reservas de las reservas de la Compañía que se presentan en este documento son solamente estimados y no son garantía de que las reservas estimadas serán obtenidas. En consecuencia, los resultados reales pueden diferir sustancialmente de aquellos esperados en los enunciados con proyecciones a futuro.

Estos enunciados con proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, incluidos, sin que se limite a ellos, el impacto de las condiciones económicas y políticas generales en Colombia y Ecuador; las condiciones de la industria, incluidos los cambios de leyes y normas, incluida la adopción de nuevas leyes y normas ambientales, y cambios en cómo son interpretadas y cómo se hacen efectivas en Colombia, y Ecuador; volatilidad en precios del mercado para petróleo, LGN y gas natural; imprecisión en los estimados de reservas y recursos; falta de disponibilidad de financiación adicional y socios en empresas conjuntas o cesionarios de participaciones; competencia; resultados de actividades de perforación de exploración y desarrollo y actividades relacionadas; falta de disponibilidad de personal calificado; capacidad de la Compañía de obtener reservas y recursos; tasas de producción y tasas de disminución de la producción; riesgos ambientales; riesgos relacionados con la capacidad de los socios de financiar programas de trabajo importantes y otros asuntos que requieran aprobación de los socios; potencial de producción y crecimiento de los activos de la Compañía; obtención de las aprobaciones requeridas de parte de autoridades reguladoras en Colombia y Ecuador; riesgos relacionados con la negociación con gobiernos extranjeros así como riesgos de país relacionados con la realización de actividades internacionales; fluctuaciones del tipo de cambio o las tasas de interés; cambios en leyes sobre el impuesto de renta o cambios en leyes tributarias y programas de incentivo relacionados con la industria del petróleo y el gas natural; riesgo de que la Compañía no pueda obtener prórrogas de contratos o no pueda cumplir las obligaciones contractuales requeridas para conservar sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; riesgos presentados en este documento bajo el encabezado “*Factores de Riesgo*”; y otros factores, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. A los lectores se les advierte que la lista precedente de factores no es exhaustiva. En informes radicados ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá hay información adicional sobre estos y otros factores que podrían afectar las operaciones y los resultados financieros de la Compañía, a la cual se puede acceder a través del sitio de red de SEDAR (www.sedar.com).

Aunque los enunciados con proyecciones a futuro contenidos en este Formulario de Información Anual se basan en supuestos que la administración de la Compañía estima razonables, la Compañía no puede asegurar a los inversionistas que los resultados reales

serán consistentes con tales enunciados con proyecciones a futuro. Con respecto a los enunciados con proyecciones a futuro contenidos en este Formulario de Información Anual, la Compañía ha hecho supuestos en relación, entre otras cosas, con los precios vigentes de productos básicos y los regímenes de regalías; la disponibilidad de mano de obra calificada; la oportunidad y monto de los gastos de capital; el acceso ininterrumpido a la infraestructura; las tasas de cambio futuras; el precio del petróleo, los LGN y el gas natural; el impacto de la creciente competencia; las condiciones de los mercados financieros y económicos generales; la disponibilidad de equipo de perforación y equipo relacionado; los efectos de la regulación de organismos gubernamentales; la posibilidad de obtención de las reservas; las tasas de regalías; los costos operativos futuros; que la Compañía tenga suficiente flujo de caja, fuentes de deuda o capital u otros recursos financieros requeridos para financiar sus gastos de capital y operativos según sea necesario; que la gestión y los resultados de las operaciones de la Compañía sean consistentes con sus expectativas; que la Compañía tenga la capacidad de desarrollar sus propiedades de petróleo y gas en la forma actualmente contemplada; que las condiciones, leyes y normas vigentes o, cuando fuere aplicable, propuestas de la industria continuarán en efecto o según lo previsto, conforme a lo descrito en este documento; que los estimados de volúmenes de reservas de la Compañía y los supuestos relacionados con los mismos (incluidos los precios de productos básicos y los costos de desarrollo) son exactos en todos los aspectos importantes; que la Compañía podrá obtener prórrogas de contratos o cumplir las obligaciones contractuales requeridas para conservar sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; y otros asuntos.

Los enunciados con proyecciones a futuro y otra información contenida en este documento en relación con la industria del petróleo y el gas natural en los países en los cuales opera la Compañía y las expectativas generales de la Compañía en relación con esta industria se basan en estimados preparados por la administración de la Compañía con el uso de datos de fuentes públicamente disponibles de la industria así como de informes de recursos, investigación de mercados y análisis de la industria, y en supuestos basados en datos y conocimiento de esta industria, los cuales son considerados razonables por la Compañía. Sin embargo, estos datos son inherentemente imprecisos, aunque en general indicativos de posiciones relativas en el mercado, participaciones en el mercado y características de desempeño. En tanto la Compañía no tiene conocimiento de errores significativos en relación con datos de la industria presentados en este documento, la industria del petróleo y el gas natural involucra numerosos riesgos e incertidumbres y está sujeta a cambios con base en varios factores.

La administración de la Compañía ha incluido el resumen anterior de supuestos y riesgos relacionados con la información con proyecciones a futuro contenida en este Formulario de Información Anual con el fin de dar a los accionistas una perspectiva más completa de las operaciones actuales y futuras de la Compañía, y tal información puede no ser apropiada para otros fines. Los resultados, el desempeño y los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos planteados expresa o tácitamente en los enunciados con proyecciones a futuro y, de acuerdo con ello, no puede darse seguridad de que alguno de los eventos anticipados por los enunciados con proyecciones a futuro se dará u ocurrirá, o, si alguno de ellos ocurre, qué beneficios derivarán del mismo para la Compañía. Estos

enunciados con proyecciones a futuro se hacen a la fecha de este Formulario de Información Anual y la Compañía niega toda intención u obligación de actualizar públicamente todo enunciado con proyecciones a futuro, sea como resultado de nueva información, eventos o resultados futuros, o por otra razón distinta a lo exigido por leyes bursátiles aplicables.

NOMBRE Y CONSTITUCIÓN

La Compañía fue constituida de acuerdo con las disposiciones de la *Ley de Sociedades de Columbia Británica* en julio 20 de 1970 y continuó conforme a la ABCA en noviembre 24 de 2004. En febrero 12 de 2009, la Compañía cambió su nombre a “Canacol Energy Ltd.”

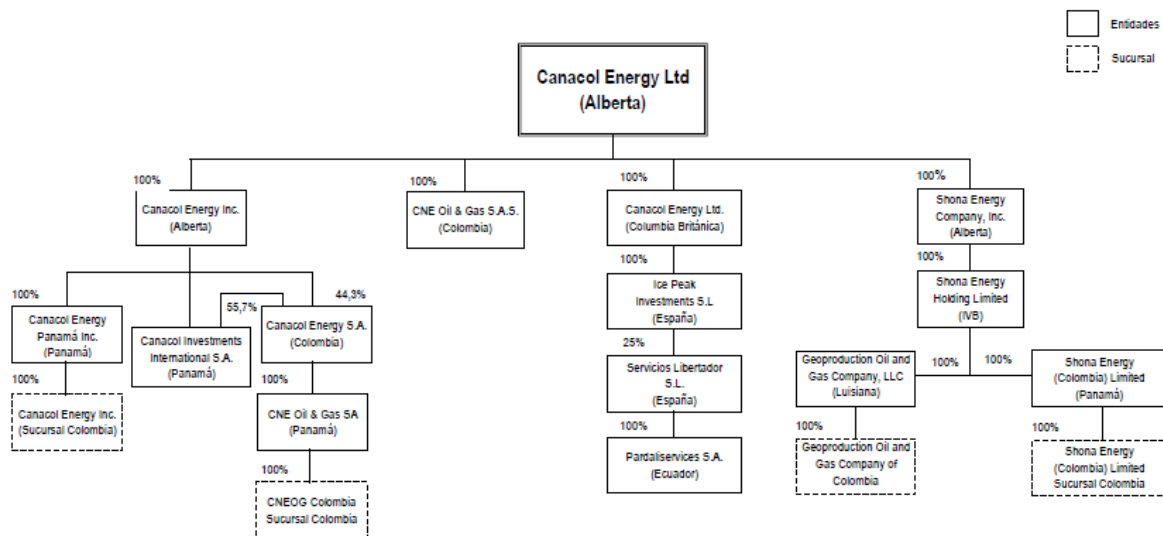
En diciembre 14 de 2012, Canacol consolidó sus Acciones Ordinarias sobre la base de 10 acciones previas a la consolidación por una (1) acción posterior a la consolidación, y reformó sus Estatutos para permitir que se lleven a cabo asambleas de accionistas fuera de la Provincia de Alberta.

La oficina principal de la Compañía está situada en 4500, 525 - 8th Avenue SW, Calgary, Alberta T2P 1G1. La Compañía tiene una sucursal física en Bogotá, Colombia, en la Calle 113 No. 7-45, Torre B, Oficina 1501. La oficina registrada de la Compañía está situada en 1000, 250 - 2nd Street S.W., Calgary, Alberta T2P 0C1.

La Compañía es una emisora reportante en cada una de las Provincias de Canadá distintas a Quebec. Las Acciones Ordinarias se cotizan y se negocian en la TSX bajo el símbolo de negociación “CNE”, en la BVC, la bolsa de valores principal de Colombia, bajo el símbolo “CNEC”, y en la OTCQX International Premier bajo el símbolo “CNNEF”.

RELACIONES ENTRE COMPAÑÍAS

La siguiente tabla indica la relación de la Compañía con cada una de las subsidiarias importantes totalmente propias y controladas, y sus respectivas jurisdicciones de constitución a la fecha del presente documento.



DESARROLLO GENERAL DEL NEGOCIO

Historia de tres años

Canacol es una compañía internacional de petróleo y gas con operaciones enfocadas en tierra firme en Colombia y Ecuador. La Compañía tiene su oficina principal en Calgary, Alberta, Canadá. A continuación se describen el desarrollo del negocio de Canacol y las transacciones y los eventos importantes de los últimos tres años financieros terminados, así como las actividades que han ocurrido o que se espera que ocurran en el año financiero corriente.

Período de julio 1 de 2012 a junio 30 de 2013

En julio 11 de 2012, 5.057.162 Acciones Ordinarias previas a la consolidación fueron canceladas por un valor de \$3.000.000.

En diciembre 14 de 2012, Canacol consolidó sus Acciones Ordinarias sobre la base de 10 acciones previas a la consolidación por (1) acción posterior a la consolidación, y reformó sus Estatutos para permitir que se realicen asambleas fuera de la Provincia de Alberta.

En diciembre 21 de 2012, Canacol terminó la Adquisición de Shona por una contraprestación en efectivo de \$40.2 millones, excluidos los costos de la transacción, y una contraprestación en acciones de 24.600.758 Acciones Ordinarias. Todas las opciones de compra en circulación de Shona fueron desistidas y terminadas antes del cierre de la

adquisición, mientras que los derechos de adquisición de acciones de Shona fueron ajustados de modo que mantuvieron su equivalencia económica. En relación con el cierre de la Adquisición de Shona, la Compañía celebró el Préstamo a Término de Shona y otorgó a las entidades crediticias respectivas los Derechos Fantasma de Adquisición de Acciones como contraprestación parcial. Shona fue una compañía internacional de exploración y producción de petróleo y gas con operaciones enfocadas en Colombia (Contratos de E&P de Esperanza, Serranía, Los Picachos, VIM 21 y Macaya) y Perú (Bloque 102).

En febrero 27 de 2013, la Compañía anunció que su subsidiaria Canacol Colombia, de la cual es propietaria en su totalidad, celebró un acuerdo de cesión de participación con ConocoPhillips Colombia para la exploración y el desarrollo potencial del Contrato de E&P de Santa Isabel situado en la Cuenca del Magdalena Medio en Colombia. De conformidad con los términos del acuerdo, ConocoPhillips Colombia asumirá el costo de perforación, completamiento y prueba de hasta 13 pozos, y cubrirá en su totalidad los costos reales de perforación, completamiento y prueba, para obtener el 70% del 100% de participación en la explotación de Canacol en las formaciones cretácicas más profundas. Canacol conservará el 100% de participación en las formaciones poco profundas. Conforme al acuerdo, ConocoPhillips Colombia pagará a Canacol un bono de \$13.5 millones en dos partes separadas al darse el cumplimiento de ciertas condiciones descritas en el acuerdo, y a la fecha Canacol ha recibido \$6.75 millones.

En abril 3 de 2013, Canacol anunció que había obtenido la Línea de Crédito de 2013. La Línea de Crédito de 2013 fue inicialmente un préstamo de \$140 millones, a término, preferencial y garantizado, con un sindicato de bancos. Una parte de los recursos de la Línea de Crédito de 2013 fue usada para el pago de todo el capital y los intereses causados y pendientes bajo la Línea de Crédito de 2012 que tenía la Compañía y el Préstamo a Término de Shona, y para los costos de la transacción. Los recursos restantes de la Línea de Crédito de 2013 se pusieron a disposición para gastos futuros de capital relacionados con actividades de desarrollo en Colombia y Ecuador, y para otros fines corporativos generales.

En abril 22 de 2013, la Compañía anunció que su Junta Directiva aprobó la adopción de un plan de derechos de los accionistas con efecto a partir del viernes 19 de abril de 2013. El plan de derechos previo fue reemplazado por un plan de derechos nuevo con efectos desde noviembre 1 de 2013. Ver “*Descripción de la estructura de capital – Acciones ordinarias*”.

Período de julio 1 de 2013 a junio 30 de 2014

En noviembre 1 de 2013, los Accionistas aprobaron un nuevo plan de derechos de los accionistas de la Compañía.

En enero 31 de 2014, la Compañía anunció que su subsidiaria, Canacol Colombia, adquirió el derecho a una participación del 80% en cada uno de los Contratos de E&P de COR 4 y COR 12 situados en la Cuenca del Alto Magdalena en Colombia. Conforme a los términos de los acuerdos firmados con respecto a estas transacciones, Canacol Colombia adquirió el derecho a una participación del 80% en cada uno de los Contratos de E&P de COR 4 y COR 12 como contraprestación por: (i) un pago total de \$15.000.000 (\$7.500.000 por cada

bloque) mediante la emisión de 2.454.590 Acciones Ordinarias a un precio estimado de \$6,79 por Acción Ordinaria; (ii) el acuerdo de financiar los compromisos de exploración correspondientes a la participación del 20% restante del vendedor en las dos primeras fases (unificadas en una sola fase en el caso de COR 12) para cada uno de los contratos; (iii) el otorgamiento de una regalía especial del 3% al vendedor respectivo por cada bloque; y (iv) el acuerdo de pagar un bono por una vez, por un total de \$5.000.000, en el evento de que Canacol Colombia posteriormente ceda con éxito su participación a un tercero en alguno de los dos bloques.

En abril 24 de 2014, la Compañía anunció que había cerrado un aumento de la Línea de Crédito de 2013. La Línea de Crédito de 2013 revisada tuvo como resultado un aumento de la base de préstamo de \$140.000.000 a \$220.000.000, sin cambio al término o al cronograma de pagos.

En mayo 27 de 2014, la Compañía anunció que ha cerrado una financiación de capital mediante una colocación en firme. La Compañía emitió 15.823.000 Acciones Ordinarias a un precio de C\$7,90 por Acción Ordinaria para la obtención de recursos brutos por C\$125.001.700. La oferta fue suscrita por un sindicato de suscriptores liderados por Canaccord Genuity Corp. y que incluyó a TD Securities Inc., CIBC, Cormark Securities Inc., Desjardins Securities Inc., GMP Securities L.P. y Mackie Research Capital Corporation.

Con efecto a junio 1 de 2014, la Compañía adquirió una participación en la explotación adicional del 10% en el Contrato de E&P de LLA 23, comprada a Petromont Colombia S.A. Sucursal Colombia por un precio de \$40.000.000 pagaderos en efectivo y la asunción de ciertos pasivos relacionados con el Contrato de E&P de LLA 23. Después de la adquisición, la Compañía quedó con una participación en la explotación del 90%, operada, en el Contrato de E&P de LLA23, con Petromont Colombia S.A. Sucursal Colombia como titular del 10% restante de participación.

Las actualizaciones operacionales durante el año terminado en junio 30 de 2014 incluyen lo siguiente:

- En julio 8 de 2013, la Compañía anunció que el pozo Labrador 3 situado en el Contrato de E&P de LLA 23 obtuvo en las pruebas una tasa de flujo de 1.460 bopd (1.168 bopd netos) desde el depósito C7.
- En octubre 23 de 2013, la Compañía anunció que el pozo Labrador 5 situado en el Contrato de E&P de LLA 23 obtuvo en las pruebas una tasa de flujo de 778 bopd (622 bopd netos) desde el depósito Gachetá.
- En diciembre 16 de 2013, la Compañía anunció que el pozo de exploración Leono 1 situado en el Contrato de E&P de LLA 23 arrojó en las pruebas una tasa de flujo de 1.863 bopd (1.490 bopd netos) del depósito Barco.

- En diciembre 24 de 2013, la Compañía anunció que el pozo de exploración Leono 1 situado en el Contrato de E&P de LLA 23 arrojó en las pruebas una tasa de flujo de 1.869 bopd (1.495 bopd netos) del depósito Gachetá.
- En febrero 12 de 2014, la Compañía anunció que el pozo Leono 2 situado en el Contrato de E&P de LLA 23 arrojó en las pruebas una tasa de flujo de 1.328 bopd (1.062 bopd netos) del depósito C7.
- En febrero 19 de 2014, la Compañía anunció que el pozo Leono 2 situado en el Contrato de E&P de LLA 23 arrojó en las pruebas una tasa de flujo de 3.007 bopd (2.406 bopd netos) del depósito Barco.
- En marzo 6 de 2014, la Compañía emitió una actualización sobre el pozo de exploración Mono Araña 1 situado en el Contrato de E&P de VMM 2. El pozo Mono Araña 1 fue perforado y revestido a una profundidad de 9.942 ft de profundidad medida y contiene 230 ft de zona productiva neta de petróleo en la formación cretácica y naturalmente fracturada de La Luna.
- En mayo 2 de 2014, la Compañía anunció que el pozo de exploración Pantro 1 situado en el Contrato de E&P de LLA 23 arrojó en las pruebas una tasa de flujo de 2.930 bopd (2.344 bopd netos) del depósito Gachetá.
- En junio 18 de 2014, la Compañía anunció que el pozo Labrador 4 situado en el Contrato de E&P de LLA 23 arrojó en las pruebas una tasa de flujo de 1.193 bopd (1.074 bopd netos) del depósito Gachetá y 638 bopd (574 bopd netos) del depósito Ubaque.
- En junio 18 de 2014, la Compañía anunció que el pozo Leono 3 situado en el Contrato de E&P de LLA 23 arrojó en las pruebas una tasa de flujo de 1.067 bopd (960 bopd netos) del depósito Mirador.

Período de julio 1 de 2014 a junio 30 de 2015

En octubre 14 de 2014, la Compañía anunció los resultados de una evaluación independiente de reservas de los bloques Santa Isabel, VMM 2 y VMM 3 de la Compañía, efectiva a junio 30 de 2014. Para el intervalo prospectivo cretácico profundo, específicamente las Formaciones de La Luna y el Tablazo, en cada uno de los tres bloques, la Compañía tiene un 30% de participación en la explotación en la formación profunda de Santa Isabel, un 66.9% de participación en la explotación en la formación profunda de VMM 2, y un 20% de participación no dividida en VMM 3 con sujeción al cumplimiento de ciertas condiciones. Los tres bloques en total constan de 260.000 y 62.000 acres brutos y netos respectivamente en la Cuenca del Magdalena Medio en Colombia.

En octubre 21 de 2014, la Compañía anunció la liquidación de 2.697.292 Derechos Fantasma de Adquisición de Acciones en circulación por \$3.5 millones, pagados en efectivo.

En octubre 29 de 2014, la Compañía anunció que estableció una relación financiera con Apollo Investment Corporation para financiar su inversión en propiedades de petróleo y gas en Colombia y Latinoamérica. Como resultado de ello, la Compañía celebró un acuerdo de emisión de títulos con respecto a los Títulos Preferenciales de 2014, con \$50 millones retirados y financiados en octubre 29 de 2014, \$25 millones retirados y financiados en abril 2 de 2015, y \$25 millones adicionales comprometidos y disponibles para retirar en cualquier momento dentro de un plazo de 18 meses a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. Los Títulos Preferenciales de 2014 son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento de diciembre 31 de 2019 y causan intereses de LIBOR más 8.5% al año (con sujeción a un piso de LIBOR de 1.0%), pagaderos trimestralmente. El cargo por disponibilidad sobre la porción no retirada de los Títulos Preferenciales de 2014 se calcula al 1% anual.

En diciembre 18 de 2014, la Compañía anunció la adquisición oficial de la participación del 100% en los Contratos de E&P VIM 5 y VIM 19 a OGX Petroleo E Gas S.A., conforme a un acuerdo de cesión de participación celebrado en abril 28 de 2014 y modificado en julio 10 de 2014. La ANH formalmente aprobó la transferencia de título y calidad de operador de los contratos de E&P a Canacol en diciembre 18 de 2014. Ambos contratos están situados en forma adyacente a los contratos de gas de Esperanza y VIM 21 operados en un 100% por la Compañía en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. En mayo 14 de 2014, la Compañía firmó un acuerdo de cesión de participación (modificado en julio 11 de 2014) con un socio de industria en Colombia, por el cual la Compañía cedió un 25% de su participación en los Contratos de E&P VIM 5 y VIM 19 a dicho socio de industria, con sujeción a la culminación de la adquisición por parte de la Compañía de los Contratos de E&P VIM 5 y VIM 19. En marzo 11 de 2015, la Compañía compró la participación del socio de industria y con ello dio por terminado el acuerdo cesión de participación.

En enero 16 de 2015, la Compañía anunció el nombramiento del Sr. Francisco Díaz en la Junta Directiva.

En abril 24 de 2015, Canacol anunció que contrató la Línea de Crédito de 2015. La Línea de Crédito de 2015 es un préstamo a término, preferencial y garantizado, de \$200 millones. Parte de los recursos de la Línea de Crédito de 2015 fue usada para el pago de todo el capital y los intereses causados pendientes bajo la Línea de Crédito de 2013 y los costos de la transacción. Los recursos restantes de la Línea de Crédito de 2015 fueron puestos a disposición para otros fines corporativos generales. La Línea de Crédito de 2015 incluye varios compromisos no financieros relacionados con futuras adquisiciones, endeudamiento, operaciones, inversiones, gasto de capital y otros compromisos operativos del negocio que son estándares. La Línea de Crédito de 2015 también incluye varios compromisos financieros, incluida una razón máxima de apalancamiento consolidado de 3.50:1.00, una razón mínima de cobertura de interés consolidada de 2.50:1.00 y una razón mínima de activos corrientes consolidados a pasivos corrientes consolidados de 1.00:1.00.

En mayo 4 de 2015, Canacol anunció que planea realizar gastos de capital netos en exploración y desarrollo de \$84 millones en el año calendario 2015 en perforación,

reacondicionamientos, sísmica e instalaciones en Colombia y Ecuador, y espera una producción promedio neta antes de regalías de entre 10.000 y 12.000 boe/d.

En mayo 22 de 2015, la Compañía anunció que George Gramatke, el Vicepresidente Financiero de la Compañía, tomó una licencia por razones personales con efecto desde junio 1 de 2015 hasta noviembre 30 de 2015. Jason Bednar, miembro de la junta directiva de la Compañía y Presidente del Comité de Auditoría desde sus inicios, asumió las responsabilidades de la Vicepresidencia Financiera y Michael Hibberd reemplazó al Sr. Bednar como Presidente del Comité de Auditoría de la Compañía.

En junio 30 de 2015, la Compañía anunció la redención de su Deuda Convertible de 2010 en circulación entonces. Había una Deuda Convertible de 2010 en circulación por un monto total de capital de C\$25.519.000, junto con intereses causados y no pagados sobre el mismo por un monto de C\$1.020.760, resultantes en la emisión de aproximadamente 9.757.263 Acciones Ordinarias a un precio de C\$2.72 por Acción Ordinaria.

Las actualizaciones operacionales durante el año terminado en junio 30 de 2015 incluyen:

- En julio 21 de 2014, la Compañía anunció la exitosa estimación del descubrimiento de petróleo ligero de Oso Pardo hecho por la Compañía en 2013 con el pozo Morsa 1 situado en su Contrato de E&P de Santa Isabel operado en la Cuenca del Magdalena Medio en Colombia, cuya producción arrojó en las pruebas 832 bopd (832 bopd netos) de petróleo ligero del depósito de arenisca terciaria Umir.
- En agosto 27 de 2014, la Compañía anunció que el pozo de exploración Palmer 1 situado en el Contrato de E&E de Esperanza arrojó en las pruebas 15,5 Mmcf/d (2.730 boe/d) de gas seco sin agua con un estrangulador de 36/64 pulgadas durante el curso de una prueba de flujo isócrona de 36 horas desde el depósito de arenisca Ciénaga de Oro.
- En septiembre 23 de 2014, la Compañía anunció que el pozo de exploración Tigro 1 encontró 72 ft de zona productiva de petróleo dentro de los depósitos de arenisca de C7, Mirador, Barco, Gachetá, and Ubaque. La Compañía hizo pruebas en 6 ft de zona productiva neta en el depósito de arenisca de Mirador, el cual estaba produciendo en ese momento 1.206 bopd brutos (1.085 bopd netos) de petróleo de 35° API con un corte de agua del 2% mediante el uso de una bomba electrosumergible dispuesta a una frecuencia de 43 hertz durante un período de flujo de seis días.
- En enero 12 de 2015, la Compañía anunció que completó la perforación y prueba del pozo de exploración Maltés 1 situado aproximadamente a 1.5 km al norte del campo petrolero de Labrador. El pozo arrojó en las pruebas una tasa bruta de 1.555 bopd de petróleo ligero de 32° API (1.400 bopd netos) desde el depósito de arenisca C7 con un corte de agua de menos del 1% mediante el uso de una bomba electrosumergible operando a una frecuencia de 38 Hz al final de una prueba de flujo de seis días.

- En enero 27 de 2015, la Compañía anunció que Clarinete 1, el primer pozo de exploración perforado en su Contrato de E&P de VIM 5, arrojó en las pruebas una tasa bruta final de 20,6 MMscf/d (3.606 boe/d) de gas seco sin agua desde el depósito de Ciénaga de Oro Inferior, siendo la primera de dos pruebas de producción planeadas en dos intervalos de depósito separados.
- En febrero 10 de 2015, la Compañía anunció que Clarinete 1, el primer pozo de exploración perforado en su Contrato de E&P de VIM 5, arrojó en las pruebas una tasa bruta final de 24,7 MMscf/d (4.333 boe/d) de gas seco sin agua desde el depósito de Ciénaga de Oro Superior, siendo la segunda de dos pruebas de producción planeadas en dos intervalos de depósito separados. La capacidad de entrega combinada bruta del pozo Clarinete 1 desde ambos intervalos es de aproximadamente 45,3 MMscf/d (7.947 boe/d).

Período de julio 1 de 2015 a diciembre 31 de 2015

En julio 13 de 2015, la Compañía anunció que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ha aprobado el permiso ambiental que hace posible que Promigas S.A. E.S.P. (“**Promigas**”) comience la construcción necesaria para aumentar la capacidad del gasoducto existente que lleva gas natural de Jobo a Cartagena. Con la terminación de esta expansión del gasoducto se espera que la producción neta de gas natural de la Compañía aumente a aproximadamente 83 MMscf/d (14.500 boe/d).

En julio 15 de 2015, la Compañía anunció un cambio en la terminación de su año fiscal de junio 30 a diciembre 31 y que, conforme con ello, la Compañía radicará todos los documentos requeridos para el cierre de año a diciembre 31 de 2015 en marzo 30 de 2016.

En septiembre 3 de 2015, Canacol anunció que Cavengas Holdings S.R.L., una compañía de Barbados (“**Cavengas**”) realizó una inversión estratégica de capital (la “**Inversión**”) de C\$78.975.000 en Canacol por una contraprestación que incluía la emisión de 17.590.000 recibos de suscripción de Canacol (un “**Recibo de Suscripción**”) emitidos a \$2.50 por Recibo de Suscripción y convertibles en 17.590.000 Acciones Ordinarias (tal conversión sujeta a la aprobación de la TSX), junto con la emisión de 14.000.000 Acciones Ordinarias a un precio de \$2.50 por Acción Ordinaria, que representaron una prima del 5% al precio de cierre en septiembre 2 de 2015 de \$2.39. Bajo los términos del acuerdo de inversión celebrado entre Canacol y Cavengas, Cavengas tiene el derecho de nombrar a dos (2) candidatos a la Junta Directiva con sujeción al mantenimiento de ciertos umbrales de propiedad. La Compañía contrató a Horizon Capital Management Inc. como asesor exclusivo para esta transacción, y pagó un honorario del 3.5% por sus servicios, el cual fue pagado totalmente en Acciones Ordinarias.

En octubre 16 de 2015, la Compañía anunció que se había satisfecho la condición de liberación para la conversión de los Recibos de Suscripción, así como la posterior suscripción de 17.590.000 Acciones Ordinarias a Cavengas y la liberación de C\$43.975.000 a Canacol conforme a ello. Además, la Compañía anunció el nombramiento del Sr. Oswaldo Cisneros y el Sr. Alberto José Sosa Schlageter como candidatos de Cavengas a la

Junta Directiva. Con la conversión de los Recibos de Suscripción en Acciones Ordinarias, junto con la emisión en septiembre 3 de 2015 de las Acciones Ordinarias, Cavengas obtuvo un interés como propietaria del 19.9% en la Compañía sobre una base no diluida.

En diciembre 1 de 2015, y en adición al anuncio de mayo 22 de 2015, la Compañía anunció que Jason Bednar, un miembro de la junta directiva de la Compañía y entonces Vicepresidente Financiero interino, fue designado Vicepresidente Financiero permanente.

Las actualizaciones operacionales durante los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 incluyen lo siguiente:

- En agosto 10 de 2015, la Compañía anunció que ella y sus socios operativos del negocio conjunto habían completado la perforación y prueba del exitoso pozo de exploración Secoya Oeste – A001 situado en proximidad de los campos productores de petróleo ligero de Libertador y Atacapi en la Cuenca Oriente de Ecuador. La Compañía tiene una participación en la explotación, no operada, del 25% en el consorcio ecuatoriano, la cual incluye un contrato de servicio a riesgo que rige la producción de petróleo ligero de los campos de petróleo ligero de Libertador y Atacapi. La perforación del pozo de exploración Secoya Oeste – A001 inició a principios de junio de 2015 teniendo como objetivos los depósitos de arenisca T, U, y Tena basal, los cuales producen en los campos de petróleo adyacentes de Libertador y Atacapi. El pozo encontró 33 ft de zona productiva neta de petróleo dentro de esos depósitos. El consorcio opera estos dos campos, y el nuevo pozo de descubrimiento Secoya Oeste – A001, bajo un contrato de servicio a riesgo por el cual la compañía petrolera estatal paga al consorcio una tarifa plana de US\$ 38.56/barril de producción incremental no atada a los precios globales del petróleo. Como la compañía petrolera estatal paga todos los costos operativos, la tarifa de US\$ 38.56/barril es la ganancia operacional neta que el consorcio recibe por la producción incremental.
- En septiembre 23 de 2015, la Compañía anunció que el pozo de exploración Clarinete 2, el segundo pozo de exploración perforado en su descubrimiento de gas de Clarinete en su Contrato de E&P de VIM 5, encontró 127 ft de zona productiva neta de gas dentro del depósito principal de Ciénaga de Oro, con lo cual se confirmó un significativo descubrimiento de gas en Clarinete.
- En octubre 15 de 2015, la Compañía anunció que el pozo Clarinete 2 arrojó en las pruebas una tasa bruta final de 25.6 MMscf/d (4.491 boe/d) de gas seco sin agua del depósito de Ciénaga de Oro, y una tasa bruta final de 4.7 MMscf/d (825 boepd) de gas seco con 1 barril de agua del depósito suprayacente de arenisca Tubara.

Desarrollos recientes

Las actualizaciones operacionales posteriores a los seis meses terminados en diciembre 31 de 2015 incluyen lo siguiente:

- En febrero 24 de 2016, la Compañía anunció que el pozo Oboe 1, el tercer pozo de exploración perforado en su descubrimiento de gas de Clarinete en su Contrato de E&P de VIM 5, encontró 158 ft de zona productiva neta de gas dentro de múltiples depósitos de arenisca reunidos en el objetivo principal de Ciénaga de Oro y en las pruebas arrojó una tasa máxima de 26 MMscf/d de gas seco sin agua en el primer intervalo.
- En marzo 2 de 2016, la Compañía anunció que el pozo Oboe 1 arrojó en las pruebas una tasa máxima de 27 MMscf/d de gas seco sin agua en el segundo intervalo.
- En marzo 9 de 2016 la Compañía anunció que el pozo Oboe 1 arrojó en las pruebas una tasa máxima de 13 MMscf/d de gas seco sin agua en el tercer intervalo.

Adquisiciones y disposiciones significativas

Durante el período terminado en diciembre 31 de 2015, la Compañía no culminó ninguna adquisición significativa conforme a la definición del NI 51-102.

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

General

Canacol es una compañía internacional de petróleo y gas dedicada a la producción, el desarrollo, la valoración y la exploración de hidrocarburos. Los intereses claves de la Compañía están en Colombia y Ecuador. El portafolio de activos de la Compañía abarca propiedades de producción, desarrollo, evaluación y exploración.

Estrategia de exploración y desarrollo

El plan de negocio a corto plazo de la Compañía es continuar con el crecimiento de su producción y base de reservas a través de una combinación de exploración, desarrollo de propiedades y adquisiciones. Para lograr esto, Canacol continúa empeñada en una estrategia de crecimiento integrado que comprende perforación de exploración y desarrollo en sus áreas principales en Colombia y Ecuador, oportunidades de adquisición de participaciones, oportunidades de cesión de participaciones, adquisiciones adicionales de tierra y permutas de participaciones en propiedades.

Adicionalmente, se considerarán adquisiciones potenciales de activos y/o corporativas para contribuir con la estrategia de crecimiento de la Compañía. Se espera que las adquisiciones futuras se financien mediante una combinación de flujo de caja y capital adicional y/o deuda. La Compañía buscará, analizará y cerrará adquisiciones de activos y/o corporativas cuando se hayan identificado oportunidades de creación de valor con el potencial de aumentar el valor y las ganancias de los Accionistas, teniendo en cuenta la situación financiera de la Compañía, la posibilidad de sujeción a impuestos y el acceso a financiación de deuda y capital.

La administración de la Compañía tiene experiencia en la industria en varias áreas productivas además de las áreas geográficas de interés para la Compañía, y tiene la capacidad de expandir el alcance de las actividades de la Compañía en tanto surjan las oportunidades.

La Compañía está en buena medida impulsada por oportunidades y enfocará sus gastos en áreas que brinden el mayor retorno económico a la Compañía, con el reconocimiento de que toda perforación involucra un riesgo importante y que hay un alto grado de competencia en relación con los prospectos. No puede garantizarse que la perforación llevará exitosamente a la determinación de reservas comercialmente obtenibles. Consulte los “*Factores de riesgo*”.

Condiciones competitivas

La industria del petróleo y el gas es altamente competitiva. La posición de la Compañía en la industria del petróleo y el gas, la cual incluye la búsqueda y el desarrollo de nuevas fuentes de recursos, es especialmente competitiva. Los competidores de la Compañía incluyen compañías grandes, medianas y pequeñas de petróleo, así como otros productores y operadores individuales, varios de los cuales tienen sustancialmente más recursos financieros y humanos y una infraestructura más desarrollada y amplia. Los competidores grandes de la Compañía, por razón de su tamaño y relativa fortaleza financiera, pueden acceder más fácilmente a los mercados de capitales y pueden contar con una ventaja competitiva en el reclutamiento de personal calificado. Ellos pueden tener la capacidad de absorber más fácilmente la carga de cualquier cambio de leyes y normas en las jurisdicciones en las cuales la Compañía lleva a cabo sus negocios, lo cual afecta adversamente la posición competitiva de la Compañía. Los competidores de la Compañía pueden tener la capacidad de pagar más por propiedades productoras de petróleo y gas y pueden tener la capacidad de definir y evaluar un número mayor de propiedades y prospectos, así como hacer ofertas por ellos y comprarlos. Además, estas compañías pueden contar con ventajas tecnológicas y pueden tener la capacidad de implementar nuevas tecnologías más rápidamente. La capacidad de la Compañía de adquirir propiedades adicionales en el futuro dependerá de la capacidad de la Compañía para desarrollar operaciones eficientes, evaluar y seleccionar propiedades adecuadas, implementar tecnologías avanzadas, y cerrar transacciones en un ambiente altamente competitivo. La industria del petróleo y el gas también compite con otras industrias en el suministro de energía, combustibles y otras necesidades de los consumidores.

Naturaleza cíclica del negocio

El negocio de la Compañía por lo general no es cíclico. La exploración y el desarrollo de las reservas de petróleo y gas natural dependen del acceso a áreas donde debe llevarse a cabo la producción. Las variaciones estacionales del clima, incluidas las temporadas lluviosas, afectan el acceso en ciertas circunstancias. Consulte los “*Factores de riesgo*”.

Habilidades y conocimientos especializados

Las operaciones en la industria del petróleo y el gas natural suponen para Canacol contar con profesionales con habilidades y conocimientos en diversos campos. En el curso de la exploración, el desarrollo y la producción de hidrocarburos, la Compañía utiliza la pericia de geofísicos, geólogos e ingenieros de petróleos. La Compañía enfrenta el reto de atraer y retener a suficientes empleados de modo que pueda suplir sus necesidades. Consulte los “*Factores de riesgo*”.

Empleados

A diciembre 31 de 2015, la Compañía tenía aproximadamente el equivalente a 240 empleados de tiempo completo en todo el mundo, de los cuales 166 empleados de tiempo completo están trabajando en el segmento de exploración y producción. Además, la Compañía utiliza, según se requiera en cualquier momento, los servicios de profesionales por contrato o como consultores.

Protección del medio ambiente y políticas ambientales

La Compañía y otros en la industria del petróleo y el gas están sujetos a varios niveles de regulación gubernamental relacionada con la protección del medio ambiente en los países en los cuales opera. La Compañía estima que sus operaciones cumplen en todos los aspectos importantes con las leyes ambientales aplicables.

La legislación ambiental impone, entre otras cosas, restricciones, responsabilidades y obligaciones en relación con la generación, el manejo, el almacenamiento, el transporte, el tratamiento y la disposición de sustancias peligrosas y desechos, y en relación con derrames, descargas y emisiones de varias sustancias al medio ambiente. Así mismo, las leyes ambientales regulan las calidades y composiciones de los productos vendidos e importados. La legislación ambiental también requiere que los pozos, los sitios de las instalaciones y otras propiedades relacionadas con las operaciones de la Compañía funcionen, sean mantenidos, abandonados o recuperados a satisfacción de las respectivas autoridades reguladoras. Adicionalmente, ciertos tipos de operaciones, incluidos los proyectos de exploración y desarrollo y los cambios significativos en ciertos proyectos existentes, pueden requerir la remisión y aprobación de evaluaciones de impacto ambiental. El cumplimiento de la legislación ambiental puede exigir gastos significativos y el incumplimiento de la misma puede tener como consecuencia la imposición de multas y penalidades, así como responsabilidades por gastos de limpieza y perjuicios.

La Compañía puede verse obligada a aumentar los gastos operativos o de capital para cumplir con las nuevas restricciones o regulaciones. Consulte los “*Factores de riesgo*”.

Históricamente, las exigencias de protección ambiental no han tenido un efecto financiero u operacional significativo en los gastos de capital, las ganancias o la situación competitiva de la Compañía. Las exigencias ambientales no han tenido un efecto significativo en tales aspectos en el año fiscal de 2015 y actualmente no espera que lo tengan en el futuro.

La Compañía ha introducido ciertos procedimientos y políticas de salud, seguridad y ambientales, orientados a proteger la seguridad del personal y reducir el impacto ambiental de sus operaciones.

Operaciones en el extranjero

Las operaciones y los activos de petróleo y gas de la Compañía están situados en jurisdicciones extranjeras. Como resultado de ello, la Compañía está sujeta a incertidumbres políticas, económicas y de otro tipo, incluidos, sin limitación, los cambios, a veces frecuentes, en políticas energéticas o en el personal que las administra, la nacionalización, expropiación de propiedades sin compensación razonable, la cancelación o modificación de derechos contractuales, restricciones en el cambio de divisas, fluctuaciones de monedas, aumentos de regalías o impuestos, y otros riesgos derivados de la soberanía de gobiernos extranjeros sobre las áreas en las cuales se desarrollan las actividades de la Compañía, así como los riesgos de pérdida debidos a guerra civil, actos de guerra, actividades guerrilleras e insurrecciones. Los cambios de legislación pueden afectar las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural de la Compañía. Las operaciones internacionales de la Compañía también pueden ser adversamente afectadas por leyes y políticas de Canadá, en tanto se refieran a comercio, impuestos e inversión extranjeros. Consulte los “Factores de riesgo”.

PROPIEDADES Y OPERACIONES PRINCIPALES

A continuación se incluye una descripción de las principales propiedades de petróleo y gas de la Compañía a diciembre 31 de 2015.

Colombia

La siguiente tabla resumen contempla la información general relacionada con las propiedades y operaciones colombianas de petróleo y gas de la Compañía a diciembre 31 de 2015.

Resumen

| Activo | Petróleo/ Gas | Tipo | Estado | Acres brutos | Acres netos | % de participación en la explotación de Canacol | Socio | Tipo de contrato | |
|----------------------------------|------------------|----------|--------------|-----------------|----------------|--|--------------------|-------------------------------|-----------|
| Cuenca de los Llanos | | | | | | | | | |
| 1 | LLA 23 | Petróleo | Convencional | Producción | 115,102 | 103,592 | 90% ⁽¹⁾ | Petromont Colombia S.A. (10%) | ANH |
| 2 | Rancho Hermoso | Petróleo | Convencional | Producción | 10,238 | 10,238 | 100% | Ecopetrol | Ecopetrol |
| Cuenca del Bajo Magdalena | | | | | | | | | |
| 5 | Esperanza | Gas | Convencional | Producción | 33,203 | 33,203 | 100% | | ANH |
| 6 | VIM 21 | Gas | Convencional | Exploración | 51,317 | 51,317 | 100% | | ANH |
| 5 | VIM 5 | Gas | Convencional | Exploración | 638,502 | 638,502 | 100% | | ANH |
| 6 | VIM 19 | Gas | Convencional | Exploración | 62,075 | 62,075 | 100% | | ANH |

| Activo | Petróleo/ Gas | Tipo | Estado | Acres brutos | Acres netos | % de participación en la explotación de Canacol | Socio | Tipo de contrato |
|-----------------------------------|------------------------------|----------|-----------------|-----------------|--------------------------------|--|-------|---|
| Cuenca del Magdalena | | | | | | | | |
| 7 | Santa Isabel – poco profundo | Petróleo | Convencional | Producción | 101,542 | 101,542 | 100% | ANH |
| 8 | Santa Isabel - profundo | Petróleo | No convencional | Exploración | 101,542 | 30,463 | 30% | ConocoPhillips (70%) |
| 9 | VMM 2 – poco profundo | Petróleo | Convencional | Producción | 75,610 | 30,244 | 40% | Vetra (60%) |
| 10 | VMM 2 - profundo | Petróleo | No convencional | Exploración | 75,610 | 50,583 | 66.9% | Vetra (33.1%) |
| 11 | Contrato Adicional VMM 3 | Petróleo | No convencional | Exploración | 83,312 | 16,662 | 20% | ConocoPhillips (80%) |
| 12 | COR-4 | Petróleo | No convencional | Exploración | 189,577 | 189,577 | 100% | ANH |
| 13 | COR-11 | Petróleo | No convencional | Exploración | 176,915 | 176,915 | 100% | ANH |
| 14 | COR-12 | Petróleo | No convencional | Exploración | 189,795 | 189,795 | 100% | ANH |
| 15 | COR-39 | Petróleo | No convencional | Exploración | 95,111 | 95,111 | 100% | ANH |
| Cuenca del Caguán-Putumayo | | | | | | | | |
| 16 | Campo Capella (Ombú) | Petróleo | Convencional | Producción | 56,482 | 5,648 | 10% | Emerald (90%) |
| 17 | Sangretoro | Petróleo | Convencional | Exploración | 385,320 | 385,320 | 100% | ANH |
| 19 | Coatí | Petróleo | Convencional | Exploración | 61,842 | 12,368 | 20% | Platino Energy Corporation (operador con 80%) |
| 20 | Portofino | Petróleo | Convencional | Exploración | 258,676 | 103,470 | 40% | Pacific Rubiales (40%) Petromont (20%) |
| 22 | Serrania | Petróleo | Convencional | Exploración | 110,819 | 41,557 | 37.5% | Hupecol (operador con 50%) Houston Americas (12.5%) |
| 23 | Los Picachos | Petróleo | Convencional | Exploración | 52,772 | 19,790 | 37.5% | Hupecol (operador con 50%) Houston Americas (12.5%) |
| 24 | Macaya | Petróleo | Convencional | Exploración | 195,255 | 73,221 | 37.5% | Hupecol (operador con 50%) Houston Americas (12.5%) |
| Total | | | | | 2,943,465⁽²⁾ | 2,360,486⁽²⁾ | | |

Notas:

- (1) Después de diciembre 31 de 2015, la Compañía aumentó su participación en la explotación en el Contrato de EP de LLA 23 de 90% a 91%.
- (2) VMM 2 – poco profundo y VMM 2 – profundo se refieren a formaciones diferentes bajo la misma área de superficie. Santa Isabel – poco profundo y Santa Isabel – profundo también se refieren a formaciones diferentes bajo la misma área de superficie. La Compañía ha calculado los acres brutos totales por el área de superficie.

La siguiente es una descripción de las propiedades y operaciones de petróleo y gas importantes de la Compañía en Colombia a diciembre 31 de 2015.

Cuenca de los Llanos

Las operaciones de la Compañía están principalmente orientadas a la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo en Colombia a través de sus seis campos operados y

en producción, los descubrimientos de Labrador, Leono, Pantro, Tigro y Maltés en el Contrato de E&P de LLA 23 y Rancho Hermoso, situados en la Cuenca de los Llanos.

La Cuenca de los Llanos está situada al lado oriental de la Cordillera de los Andes y cubre un área de aproximadamente 200.000 km². Esta es la cuenca de hidrocarburos más prolífica en Colombia y contiene la mayoría de los campos y reservas probadas de petróleo en Colombia. La formación de la cuenca se inició por agrietamiento y hundimiento en el Jurásico y terminó con la Orogenia Andina de finales del Mioceno. La Orogenia Andina creó la gran Cordillera de los Andes, la cual se extiende de norte a sur desde Colombia hasta el extremo sur de Suramérica. El agrietamiento seguido por el empuje y la elevación tuvo como resultado un estilo estructural que se caracteriza por un empuje de ángulo elevado y arraigo profundo y fallas normales relacionadas con cierres de baja amplitud con orientación NNE-SSW.

Contrato de E&P de LLA 23

La Compañía obtuvo su participación en la explotación en el Contrato de E&P de LLA 23 a través de la Adquisición de Carrao.

LLA 23, donde la Compañía tenía una participación en la explotación del 90%, operada, está situado inmediatamente al norte del campo Rancho Hermoso y es adyacente al mismo. El Contrato de E&P de LLA 23 con la ANH fue originalmente adjudicado como parte de la subasta de tierras Mini-Ronda 2008 de la ANH, con fecha efectiva marzo 13 de 2009.

El Contrato de E&P de LLA 23 actualmente está en una fase 1 y 2 combinada, y en un período de exploración prorrogado, ampliado de marzo 23 de 2016 a diciembre 23 de 2016, conforme a una prórroga de nueve meses recibida de la ANH. El nuevo compromiso de trabajo relacionado con la prórroga y la transferencia de la inversión de COR 11 es la adquisición, el procesamiento y la interpretación de 138 km² de sísmica de 3D y la perforación de un pozo de exploración A3.

Después de diciembre 31 de 2015, la Compañía aumentó su participación en la explotación en el Contrato de E&P de LLA 23 de 90% a 91%.

Por favor remítase a “*Desarrollo general del negocio – Historia de tres años*” para las actualizaciones operacionales en el Contrato de E&P de LLA 23.

Campo Rancho Hermoso

Rancho Hermoso es un campo petrolero maduro regido por un contrato con Ecopetrol.

La producción de petróleo crudo de Rancho Hermoso se ubica en: i) “no sujeta a tarifa”, la cual representa el petróleo crudo producido bajo un contrato de participación de producción con Ecopetrol; o ii) producción “a tarifa”, la cual representa el petróleo crudo producido bajo un contrato de servicio a riesgo con Ecopetrol, por el cual la Compañía recibe un precio a tarifa establecido de 17.36 por barril bruto 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. Para el año terminado en diciembre 31 de 2015, la participación neta de la Compañía antes de regalías fue en promedio del 28.5%.

Bajo el Otrosí No. 1 de fecha octubre 30 de 2015, Ecopetrol asumió el 40% de los gastos brutos de operación. El Otrosí No. 1 fija tales gastos en \$15 por barril bruto de producción en tanto el precio WTI sea de \$70 o menos.

Cuenca del Magdalena

Contrato de E&P de VIM 5

La Compañía obtuvo su participación en la explotación en el Contrato de E&P de VIM 5 a través de la adquisición de este bloque a OGX Petroleo E Gas S.A. La Compañía y sus subsidiarias CNE Oil & Gas S.A.S., totalmente de su propiedad, tienen una participación en la explotación del 100% en el bloque VIM 5 situado en los Departamentos de Sucre y Córdoba. El bloque actualmente está en un período de exploración de seis años, lo cual es permitido bajo los términos del contrato. El contrato actualmente está en la fase 2, la cual expira en febrero 17 de 2018. El compromiso de trabajo mínimo es la perforación de dos pozos de exploración A3.

Al completar las pruebas, el pozo de exploración Oboe 1 satisfará uno de los dos pozos comprometidos. El Oboe 1 está situado aproximadamente a tres km al norte del pozo de descubrimiento Clarinete 1, y tiene como objetivo los mismos dos depósitos productivos de arenisca que fueron sometidos a prueba en el descubrimiento de Clarinete 1. Se espera que el Oboe 1 tome aproximadamente cinco semanas en ser perforado, completado y sometido a pruebas (programado para el primer trimestre de 2016).

La Compañía culminó la línea de flujo de gas de Clarinete a la estación Jobo, situada en el bloque Esperanza, a finales de noviembre de 2015, y la conexión desde Clarinete 2ST a Clarinete 1 en diciembre de 2015, de modo que la Compañía estuvo en capacidad de producir del Campo Clarinete a la estación Jobo. La línea de flujo de Clarinete a Jobo tiene una longitud aproximada de 15 km.

Por favor remítase a “*Desarrollo general del negocio – Historia de tres años – Período de julio 1 de 2015 a diciembre 31 de 2015*” para las actualizaciones operacionales sobre el Contrato de E&P de VIM 5 durante el período de seis meses terminado en diciembre 31 de 2015.

Contrato de E&E de Esperanza

La Compañía obtuvo su participación en la explotación en el Contrato de E&E de Esperanza a través de la Adquisición de Shona. La Compañía y sus subsidiarias Geoproduction Oil and Gas Company of Colombia y Shona Energy (Colombia) Limited Sucursal Colombia, de las cuales es propietaria en su totalidad, tienen el 100% de la

participación en la explotación en el bloque Esperanza situado en el departamento de Córdoba. El bloque actualmente está en un período de exploración prorrogado de 4.5 años, lo cual está permitido conforme a los términos del contrato.

El campo Esperanza, situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, contiene cuatro campos productores de gas operados conforme a un contrato con la ANH, y produce gas natural seco para la venta a clientes locales bajo contratos a largo plazo con un precio promedio de aproximadamente \$5.60 por Mcf. El campo más significativo es Nelson, donde está ubicada la mayoría de las reservas de gas. La producción diaria promedio del campo Esperanza para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2015 fue de 3.350 boe/d y 3.570 boe/d, respectivamente.

El contrato actualmente está un período exploratorio prorrogado, ampliado de septiembre 4 de 2015 a junio 4 de 2016. El nuevo compromiso de trabajo relacionado con la prórroga es la perforación de un pozo de exploración A3.

Por favor remítase a *“Desarrollo general del negocio – Historia de tres años – Período de julio 1 de 2015 a diciembre 31 de 2015”* para las actualizaciones operacionales en el Contrato de E&E de Esperanza durante el año terminado en diciembre 31 de 2015.

Contrato de E&P de Santa Isabel

En febrero 27 de 2013, la Compañía anunció que su subsidiaria Canacol Colombia, de la cual es propietaria en su totalidad, celebró un acuerdo de cesión de participación con ConocoPhillips Colombia para la exploración y el potencial desarrollo del Contrato de E&P de Santa Isabel, operado, que tiene la Compañía, situado en la Cuenca del Magdalena Medio en Colombia.

De conformidad con los términos de acuerdo, ConocoPhillips asumirá el costo de perforación, completamiento y prueba de hasta 13 pozos, y cubrirá en su totalidad los costos reales de perforación, completamiento y pruebas, para obtener el 70% del 100% de participación en la explotación que tiene la Compañía en las formaciones cretácicas más profundas. La Compañía conservará el 100% de participación en las formaciones poco profundas. Conforme al acuerdo, ConocoPhillips pagará a la Compañía un bono de \$13.5 millones en dos partes separadas al darse el cumplimiento de ciertas condiciones previstas en el acuerdo, y a la fecha la Compañía ha recibido \$6.75 millones.

El Contrato de E&P de Santa Isabel actualmente está en fase 4 y está previsto para expirar en abril 16 de 2016. El compromiso de trabajo mínimo fue la perforación de un pozo de exploración A3. La Compañía actualmente está en conversaciones con la ANH para transferir el compromiso a otro bloque.

Por favor remítase a *“Desarrollo general del negocio – Historia de tres años – Período de julio 1 de 2015 a diciembre 31 de 2015”* para las actualizaciones operacionales en el Contrato de E&P de Santa Isabel durante el año terminado en diciembre 31 de 2015.

Contrato de E&P de VMM 2

Situado en la Cuenca del Magdalena Medio, el Contrato de E&P de VMM 2 es uno de tres contratos adyacentes que exponen a la Compañía a un área potencialmente grande de esquisto bituminoso no convencional en las espesas formaciones cretácicas de La Luna y Rosablanca, análogas a la formación Eagle Ford.

En abril de 2012, la subsidiaria Carrao Energy Sucursal Colombia, de la cual la Compañía es propietaria en su totalidad, celebró un acuerdo de cesión de participación con ExxonMobil Colombia para la exploración del Contrato de E&P VMM 2, no operado, de la Compañía. Conforme al acuerdo, ExxonMobil Colombia está obteniendo un 50% del 40% de participación de la Compañía en el Contrato de E&P VMM 2 y ha optado por asumir la calidad de operadora del bloque.

Durante el año terminado en junio 30 de 2015, la Compañía y Vetra adquirieron la participación de ExxonMobil Colombia en el Contrato de E&P de VMM 2, y de acuerdo con ello la Compañía tiene la siguiente participación en el Contrato de E&P de VMM 2: 40% de participación en la explotación en la formación poco profunda y 66.9% de participación en la explotación en la formación profunda. La aprobación de la ANH fue otorgada en diciembre 1 de 2015.

El Contrato de E&P de VMM 2 actualmente está en fase 2 en un período exploratorio prorrogado, ampliado de julio 26 de 2016 a abril 26 de 2017. El compromiso de trabajo mínimo es la perforación de dos pozos de exploración A3 de 8.500 ft y la adquisición, el procesamiento y la interpretación de 24 km² de sísmica de 3D. Estos compromisos están pendientes.

Por favor remítase a “*Desarrollo general del negocio – Historia de tres años – Período de julio 1 de 2015 a diciembre 31 de 2015*” para las actualizaciones operacionales en el Contrato de E&P de VMM 2 durante el año terminado en diciembre 31 de 2015.

Contrato Adicional de E&P de VMM 3 – Hidrocarburos no convencionales

El Contrato Adicional de E&P de VMM 3 se refiere al mismo bloque del previo Contrato de E&P de VMM 3 de la Compañía.

El Contrato de E&P de VMM 3 fue abandonado en junio 5 de 2015 por la Compañía, Shell-Colombia y ConocoPhillips. Antes de ser abandonado, la Compañía tenía un 40% de participación en la explotación en el mismo.

El Contrato Adicional de E&P de VMM 3 fue aprobado por la ANH en diciembre 2 de 2015 para desarrollar depósitos no convencionales en el bloque VMM 3. ConocoPhillips es el operador bajo el Contrato Adicional de E&P de VMM 3 (con una participación en la explotación del 80%) y Canacol, a través de su subsidiaria totalmente propia, tiene el otro 20% de participación en la explotación.

El Contrato Adicional de E&P de VMM 3 actualmente está en la Fase 1 (con duración de 36 meses), la cual expira en diciembre 2 de 2018. El compromiso de trabajo es el completamiento y la prueba en el pozo Picoplata 1 (el cual ha sido completado y probado según se indica más adelante), el análisis de muestras geológicas y geoquímicas, y la adquisición de datos de LIDAR. La Compañía espera que tal compromiso de trabajo ascienda en total a US\$5.8 millones (de los cuales la Compañía paga el 20%).

Por favor remítase a “*Desarrollo general del negocio – Historia de tres años – Desarrollo recientes*” para las actualizaciones operacionales en el Contrato Adicional de E&P de VMM 3.

Cuenca Caguán–Putumayo

Contrato de E&P de Ombú – Descubrimiento de petróleo pesado convencional de Capella

La Cuenca del Caguán es de aproximadamente 60.000 km² y está situada entre las prolíficas Cuencas de Putumayo y los Llanos. El principal depósito objetivo es la formación Mirador del Eoceno Superior. La estructura Capella es un anticlinal relacionado con falla, grande y alargado, que va del noreste al sureste, con aproximadamente 17.500 acres en cierre (sobre el reconocido Mirador). El campo está situado aproximadamente a 250 km de la estación de descarga más cercana en Neiva, donde la producción de Capella es llevada en camiones.

Conforme al Convenio de Cesión de Participación de Ombú, La Compañía obtuvo una participación en la explotación del 10% en el Contrato de E&P de Ombú mediante el pago del 100% de todas las actividades relacionadas con la perforación, el completamiento y la prueba del pozo Capella No. 1.

El pozo de descubrimiento Capella No. 1 fue perforado en julio de 2008 y fue seguido por una serie de pozos de desarrollo exitosos. La Compañía ha confirmado las capacidades productivas de Alto y Bajo Mirador y Conglomerado, con una producción de 8 a 11° API en condiciones de flujo en frío desde pozos horizontales y verticales.

Este bloque está regido por un contrato con la ANH, con una fecha efectiva de diciembre 15 de 2006. En tanto la calidad del crudo de Ombú es de menos de 15° API, la regalía estándar de la ANH con escala móvil del 8% al 25% se reduce por un factor de 0.25. El pago estándar de participación en alto precio por encima de 5 MMbbl de petróleo producido acumulado no es aplicable debido a la gravedad del petróleo y el contrato no tiene factor X.

Durante el año terminado en junio 30 de 2015, la Compañía y su socio terminaron la perforación del pozo Capella P74 y está pendiente su completamiento. Los pozos con corte de agua de 18 y más fueron cerrados en enero 16 de 2015 debido a los altos costos operativos para la disposición del agua. A marzo 30 de 2015 todos los pozos en Capella fueron cerrados, con un seguimiento de la restauración de la presión para adquirir información técnica para planes futuros. A diciembre 31 de 2015, todos los pozos del campo Capella permanecen cerrados.

El petróleo producido desde el campo Capella es llevado en camiones a Río Loro, Huila, a una distancia de aproximadamente 400 km. El agua producida es llevada en camiones a San Vicente del Caguán para tratamiento y disposición por parte de un tercero, a una distancia de aproximadamente 65 km.

El Contrato de E&P de Ombú está en el “Período de Exploración” y expira en junio 28 de 2035.

Ecuador

Campos Libertador y Atacapi

Los Campos Libertador y Atacapi son grandes campos petroleros maduros que han estado produciendo por más de 30 años.

En febrero 1 de 2012, la Compañía anunció que a Pardaliservices le fue adjudicado el CPI de Ecuador. La Compañía tiene una participación no operada como titular del 25% (participación en el capital del 27.9%) en el CPI de Ecuador.

Durante el período de seis meses terminado en diciembre 31 de 2015, la Compañía completó la perforación del pozo de exploración Secoya Oeste A001. Se registraron tasas de flujo de hasta 972 bbl/d brutos (243 bbl/d netos) de petróleo de 27° API desde los depósitos de arenisca cretácica Bajo y Medio U con el uso de una bomba inyectora por un período de 50 horas. Se observaron tasas de flujo de hasta 373 bbl/d brutos (93 bbl/d netos) de petróleo de 29° API en la arenisca de Alto U con el uso de una bomba inyectora por un período de 53 horas. El pozo fue puesto en producción desde ambas areniscas de Bajo y Medio U combinadas con una producción inicial de 30 días de 633 bopd con corte de agua de 36%. La Compañía también participó en la perforación del pozo de desarrollo Shushuqui 25. El pozo fue puesto en producción desde la arenisca de Alto U con una producción inicial de 30 días de 1.600 bopd con corte de agua de 3.8%. El pozo Shushuqui 25 fue el segundo pozo de desarrollo perforado en el campo Libertador-Atacapi en el año calendario 2015.

ESTADO DE DATOS DE RESERVAS Y OTRA INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS

Fecha del estado

Este Estado de Datos de Reservas y Otra Información de Petróleo y Gas es de fecha diciembre 31 de 2015, a menos que se indique otra cosa.

Revelación de datos de reservas

Los datos de reservas y volúmenes estimados indicados en este documento se basan en las evaluaciones realizadas por DeGolyer y Petrotech (conjuntamente los “**Evaluadores**”). El Informe de DeGolyer y el Informe de Petrotech (colectivamente los “**Informes**”) tienen

como fecha efectiva diciembre 31 de 2015, fueron elaborados desde marzo 8 de 2016 y marzo 11 de 2016, respectivamente, y tienen como fecha marzo 8 de 2016 y marzo 11 de 2016, respectivamente. Los datos de reservas y volúmenes estimados contenidos en este documento resumen las reservas de petróleo, gas, líquidos naturales y petróleo pesado de la Compañía y los valores presentes netos del ingreso neto futuro para estas reservas con el uso de precios y costos proyectados, y el precio a tarifa para la propiedad en Ecuador. Los datos de reservas y volúmenes estimados fueron preparados en cumplimiento de los requisitos del NI 51-101. Cierta información adicional no requerida por el NI 51-101 ha sido incluida en este documento para dar a los lectores mayor información relacionada con las propiedades de la Compañía. Las definiciones de las distintas categorías de reservas, volúmenes estimados y gastos son aquellas previstas en el NI 51-101.

La Compañía contrató a los Evaluadores para el suministro de evaluaciones de las reservas probadas, probables y posibles y los volúmenes estimados.

Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe de DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el reporte a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la expiración del término del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.

Todos los volúmenes estimados y reservas de la Compañía están situados en Colombia y Ecuador. La Compañía adquirió los activos de Esperanza, que tenían previamente reservas registradas, mediante las Adquisiciones de Carrao y Shona, respectivamente. En la preparación de los Informes, la Compañía suministró a los Evaluadores información básica, la cual incluyó datos de tierras, información de pozos, información geológica, estudios de yacimientos, estimados de fechas de producción, información de contratos, precios actuales de productos de hidrocarburos, datos de costos operacionales, proyecciones de presupuestos de capital, datos financieros y planes operacionales futuros. Otros datos de ingeniería, geológicos o económicos requeridos para realizar las evaluaciones, y en los cuales se basan los Informes, fueron obtenidos de registros públicos, otros operadores y archivos no confidenciales de los Evaluadores. El alcance y la índole del derecho de propiedad, así como la exactitud de todos los datos fácticos suministrados para los Informes, de todas las fuentes, fueron aceptados por los Evaluadores según lo manifestado.

Las tablas y la información aquí contenida muestran la porción estimada de las reservas y los volúmenes estimados de la Compañía y el valor presente de ingreso neto futuro estimado para tales reservas y volúmenes estimados, con el uso de precios y costos proyectados, según lo indicado. El valor presente neto descontado y no descontado de los

ingresos netos futuros atribuibles a las reservas no representa el valor razonable de mercado. Los estimados de reservas e ingreso neto futuro para propiedades individuales pueden no reflejar el mismo nivel de confianza que los estimados de reservas e ingreso neto futuro para todas las propiedades, debido a los efectos de la totalización.

Los ingresos netos futuros estimados se presentan en dólares de Estados Unidos con efecto a diciembre 31 de 2015.

Todas las evaluaciones y revisiones de flujos de caja netos futuros se indican antes de cualquier provisión de costos de intereses o costos generales y administrativos y después de la deducción de gastos de capital futuros estimados para los pozos a los cuales se han asignado las reservas, y los costos futuros de restauración y recuperación de los sitios de los pozos en Colombia y Ecuador a los cuales se han asignado las reservas y los volúmenes estimados. No debe asumirse que los flujos de caja netos futuros estimados que se muestran más adelante son representativos del valor razonable de mercado de las propiedades de la Compañía. No hay garantía de que tales supuestos de precios y costos se cumplirán, y las variaciones pueden ser significativas. La obtención y los estimados de reservas y volúmenes estimados de petróleo crudo que se suministran en este documento son solamente estimados y no hay garantía de que las reservas estimadas serán obtenidas. Las reservas y los volúmenes estimados reales pueden ser mayores o menores que los estimados dados aquí.

Reservas no desarrolladas

La Compañía atribuye las reservas no desarrolladas probadas, probables, y posibles y los volúmenes estimados con base en prácticas de ingeniería y geología aceptadas según lo definido en NI 51-101. Estas prácticas incluyen la determinación de reservas con base en la presencia de tasas de prueba comerciales, sean de pruebas de producción o pruebas a través de la sarta de perforación, extensiones de acumulaciones conocidas basadas en información geológica o geofísica, y la optimización de los campos existentes.

Con sujeción al éxito en las operaciones, para los dos años siguientes la Compañía tiene los siguientes planes relacionados con el desarrollo de reservas no desarrolladas probadas, probables y posibles:

- Las reservas no desarrolladas de la Compañía serán desarrolladas mediante más perforación y recompletamientos de los pozos existentes en los siguientes contratos y campos. En Colombia: LLA 23 (Labrador-Maltés, Leono-Pantro-Tigro), VMM 2 (Mono Araña), Santa Isabel (Oso Pardo), Esperanza (Nelson, Palmer, Arianna, Cañaflecha y Katana), VIM 5 (Clarinete) y Ombú (Capella). En Ecuador: los campos Libertador y Atacapi.
- La Compañía espera que el cronograma de perforación y recompletamientos de 2015/2016 se enfoque en estas áreas y en otras oportunidades que surjan de los programas de exploración de la Compañía.

- Los planes de perforación se afectan por consideraciones económicas, incluidos los precios de productos básicos. La Compañía actualmente está en el proceso de establecer su plan de perforación para el año fiscal 2016.
- Las reservas no desarrolladas, como todos los proyectos, están sujetas a competencia por capital y, en consecuencia, pueden ser retrasados o acelerados de tiempo en tiempo.

Factores o incertidumbres significativos que afectan los datos de reservas

La Compañía no espera que haya factores económicos significativos o incertidumbres significativas que afecten algún componente específico de los datos de reservas, incluso con respecto a propiedades sin reservas atribuidas. Sin embargo, hay numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de cantidades de reservas probadas, incluidos varios factores más allá del control de Compañía. Los datos de reservas incluidos en este documento representan solamente estimados. En general, los estimados de reservas económicamente obtenibles de petróleo y gas natural y los flujos de caja futuros relacionados se basan en una serie de factores y supuestos variables, tales como la producción histórica de las propiedades, los efectos supuestos de la regulación de órganos gubernamentales y los costos futuros de operación, todos los cuales pueden variar considerablemente frente a los resultados reales. Por tales razones, los estimados de las reservas económicamente obtenibles de petróleo y gas natural atribuibles a un grupo de propiedades en particular, la clasificación de tales reservas con base en el riesgo de obtención y los estimados relacionados de ingresos netos futuros esperados, preparados por diferentes ingenieros o por los mismos ingenieros en momentos diferentes, pueden variar en forma sustancial. La producción, los ingresos, los impuestos y los gastos operacionales y de desarrollo reales de la Compañía con respecto a estas reservas variarán frente a tales estimados, y tales variaciones pueden ser significativas.

Los estimados con respecto a reservas probadas que pueden ser desarrolladas y producidas en el futuro frecuentemente se basan en cálculos volumétricos y en analogía con tipos similares de reservas más que en la historia real de producción. Los estimados basados en estos métodos por lo general son menos confiables que aquellos basados en la historia real de producción. La evaluación posterior de las mismas reservas con base en la historia real de producción puede llevar a variaciones en las reservas estimadas, las cuales pueden ser sustanciales.

En forma consistente con la legislación y las políticas de revelaciones bursátiles de Canadá, la Compañía ha usado precios y costos proyectados para calcular las cantidades de reservas que se incluyen en este documento. Los flujos de caja netos futuros reales también serán afectados por otros factores tales como los niveles actuales de producción, oferta y demanda de petróleo y gas natural, las reducciones o los aumentos en el consumo de compradores de petróleo y gas natural, los cambios en la regulación gubernamental o la tributación y el impacto de la inflación en los costos.

Toda referencia a \$ o US\$ en este Estado de Datos de Reservas y Otra Información de Petróleo y Gas es a dólares de Estados Unidos. Toda referencia a C\$ es a dólares canadienses.

Precios proyectados usados en los estimados

Los datos de reservas contenidos en este documento se basan en precios de petróleo proyectados a diciembre 31 de 2015 suministrados a la Compañía por DeGolyer, y en precios de contratos de gas obtenidos por la Compañía a través de varios contratos de venta de gas. Los Evaluadores han usado los mismos precios de petróleo sin inflación y proyectados y las mismas tasas de inflación en sus evaluaciones, ajustados de acuerdo con la calidad del crudo.

| Año | WTI no incrementado \$/bbl | WTI incrementado \$/bbl | Inflación del campo petrolero |
|--------------------------------|--|------------------------------------|--|
| 2015 (promedio ponderado real) | 48.87 | 48.87 | - |
| 2016 | 48.00 | 48.00 | - |
| 2017 | 55.00 | 56.10 | 2% |
| 2018 | 58.00 | 60.34 | 2% |
| 2019 | 63.00 | 66.86 | 2% |
| 2020 | 67.00 | 72.52 | 2% |
| 2021 | 70.00 | 77.29 | 2% |
| 2022 | 75.00 | 84.46 | 2% |
| 2023 | 75.00 | 86.15 | 2% |
| 2024 | 75.00 | 87.87 | 2% |
| 2025 | 75.00 | 89.63 | 2% |
| 2026 | 75.00 | 91.42 | 2% |
| 2027 | 75.00 | 93.25 | 2% |
| 2027+ | Precios de petróleo incrementados en el 2% por año de ahí en adelante | | |

Los siguientes precios proyectados de gas fueron usados para los activos de Esperanza y VIM 5. La inflación varía en cada contrato de gas y va del 2 al 4% anual.

| Año | Clarinete \$/MMBTU | Esperanza \$/MMBTU |
|--------------------------------|---|-------------------------------|
| 2015 (promedio ponderado real) | 5.50 | 4.75 |
| 2016 | 5.40 | 5.69 |
| 2017 | 5.68 | 6.62 |
| 2018 | 5.64 | 6.75 |
| 2019 | 5.79 | 7.03 |
| 2020 | 5.95 | 7.34 |
| 2021 | 6.15 | 7.71 |
| 2022 | 6.28 | 7.88 |
| 2023 | 6.50 | 8.23 |
| 2024 | 6.74 | 8.60 |
| 2025 | 7.16 | 9.37 |
| 2026+ | Precios de gas incrementados en el 2% por año de ahí en adelante | |

En el Contrato de E&P de LLA 23, el precio proyectado fue ajustado de acuerdo con la calidad del crudo en \$11.54 por barril. En Capella, el precio proyectado fue ajustado de acuerdo con la calidad del crudo por un factor de 0.5908 hasta 2019 y después 0.6908 de 2019 en adelante. En el Contrato de E&P de VMM2, el precio proyectado fue ajustado de acuerdo con la calidad de crudo por un factor de 0.8024 en las formaciones poco profundas de Mono Araña (Umir y Lisama) y 0.8334 en La Luna en Mono Araña. En el Contrato de E&P de Santa Isabel, el precio proyectado fue ajustado de acuerdo con la calidad del crudo por un factor de 0.9193.

Para el CPI de Ecuador IPC, la Compañía tiene derecho a una tarifa a precio fijo de \$38.54 por cada barril incremental producido por encima de la producción de línea de base definida por PetroEcuador (ahora PetroAmazonas).

Reservas posibles e ingreso neto futuro relacionado

Las reservas posibles son aquellas reservas adicionales que no es tan cierto que se obtengan como las reservas probables. Hay una probabilidad del 10% de que las cantidades efectivamente obtenidas sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas, probables y posibles.

Revelación de datos de reservas

La siguiente tabla presenta un resumen de las reservas de la Compañía a diciembre 31 de 215 mediante el uso de costos y precios proyectados.

| CATEGORÍA DE RESERVAS | RESERVAS | | | | | | | | | |
|--|----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---|--------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| | Petróleo crudo ligero y medio | | Petróleo crudo pesado | | Gas natural convencional ⁽¹⁾ | | Líquidos de gas natural | | Total BOE ⁽⁴⁾ | |
| | Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl) | Netas ⁽³⁾ (Mbbbl) | Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl) | Netas ⁽³⁾ (Mbbbl) | Brutas ⁽²⁾ (MMcf) | Netas ⁽³⁾ (MMcf) | Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl) | Netas ⁽³⁾ (Mbbbl) | Brutas ⁽²⁾ (Mboe) | Netas ⁽³⁾ (Mboe) |
| Total Corporativo (Colombia) | | | | | | | | | | |
| Probadas | | | | | | | | | | |
| Desarrolladas productivas | 403 | 360 | - | - | 157,676 | 134,825 | - | - | 28,065 | 24,014 |
| Desarrolladas no productivas | 1,479 | 1,322 | 62 | 56 | - | - | - | - | 1,541 | 1,378 |
| No desarrolladas | - | - | 2,121 | 1,990 | 99,947 | 87,836 | - | - | 19,656 | 17,400 |
| Total probadas | 1,882 | 1,682 | 2,183 | 2,046 | 257,623 | 222,661 | - | - | 49,262 | 42,791 |
| Probables | 1,968 | 1,712 | 3,170 | 2,950 | 114,369 | 101,163 | - | - | 25,203 | 22,410 |
| Total probadas más probables | 3,850 | 3,394 | 5,353 | 4,996 | 371,992 | 323,824 | - | - | 74,465 | 65,201 |
| Posibles | 1,276 | 1,082 | 3,283 | 3,033 | 47,178 | 40,707 | - | - | 12,836 | 11,257 |
| Total probadas más probables más posibles | 5,126 | 4,476 | 8,636 | 8,029 | 419,170 | 364,531 | - | - | 87,301 | 76,458 |

Notas:

- (1) Los estimados de reservas de gas natural incluyen gas relacionado y no relacionado.
- (2) Las "Reservas Brutas" son las reservas de la participación en la explotación de la Compañía antes de las deducciones de regalías.
- (3) Las "Reservas Netas" son las reservas de la participación en la explotación de la Compañía después de las deducciones de obligaciones de regalías más las participaciones de la Compañía en regalías.

- (4) Los BOE han sido reportados con base en conversiones de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- (5) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla presenta un resumen de los volúmenes estimados de Canacol a diciembre 31 de 2015 mediante el uso de precios y costos proyectados. La Compañía tiene una participación de capital del 25%, no operada, en el CPI de Ecuador, por el cual recibe un precio fijo a tarifa por cada barril incremental producido. Los volúmenes estimados son aquellos volúmenes producidos conforme al contrato de servicio en los cuales la Compañía no tiene un interés directo, pero que representan reservas atribuibles a la Compañía según lo calculado mediante el uso del flujo de caja dividido por el precio fijo a tarifa.

| CATEGORÍA DE RESERVAS | VOLÚMENES ESTIMADOS | | | | | | | | | |
|--|----------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---|--------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| | Petróleo crudo ligero y medio | | Petróleo crudo pesado | | Gas natural convencional ⁽¹⁾ | | Líquidos de gas natural | | Total BOE ⁽⁵⁾ | |
| | Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl) | Netas ⁽³⁾ (Mbbbl) | Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl) | Netas ⁽³⁾ (Mbbbl) | Brutas ⁽²⁾ (MMcf) | Netas ⁽³⁾ (MMcf) | Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl) | Netas ⁽³⁾ (Mbbbl) | Brutas ⁽²⁾ (Mboe) | Netas ⁽³⁾ (Mboe) |
| Total corporativo (Ecuador⁽⁴⁾) | | | | | | | | | | |
| Probadas | | | | | | | | | | |
| Desarrolladas productivas | 348 | 348 | - | - | - | - | - | - | 348 | 348 |
| Desarrolladas no productivas | 1,341 | 1,341 | - | - | - | - | - | - | 1,341 | 1,341 |
| No desarrolladas | 2,061 | 2,061 | - | - | - | - | - | - | 2,061 | 2,061 |
| Total probadas | 3,750 | 3,750 | - | - | - | - | - | - | 3,750 | 3,750 |
| Probables | 1,014 | 1,014 | - | - | - | - | - | - | 1,014 | 1,014 |
| Total probadas más probables | 4,764 | 4,764 | - | - | - | - | - | - | 4,764 | 4,764 |
| Posibles | 967 | 967 | - | - | - | - | - | - | 967 | 967 |
| Total probadas más probables más posibles | 5,731 | 5,731 | - | - | - | - | - | - | 5,731 | 5,731 |

Notas:

- (1) Los estimados de reservas de gas natural incluyen gas relacionado y no relacionado.
- (2) Los "Volúmenes Estimados Brutos" son los volúmenes estimados de la participación en la explotación de la Compañía antes de las deducciones de regalías.
- (3) Los "Volúmenes Estimados Netos" son los volúmenes estimados de la participación en la explotación de la Compañía después de las deducciones de obligaciones de regalías más las participaciones de la Compañía en regalías.
- (4) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.
- (5) Los BOE han sido reportados con base en conversiones de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla presenta un resumen de las reservas más los volúmenes estimados de Canacol a diciembre 31 de 2015 mediante el uso de precios y costos proyectados.

| CATEGORÍA DE RESERVAS | RESERVAS MÁS VOLÚMENES ESTIMADOS | | | | | | | | | |
|--|----------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|---|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| | Petróleo crudo ligero y medio | | Petróleo crudo pesado | | Gas natural convencional ⁽¹⁾ | | Líquidos de gas natural | | Total BOE ⁽⁵⁾ | |
| | Brutas ⁽²⁾ (Mbbl) | Netas ⁽³⁾ (Mbbl) | Brutas ⁽²⁾ (Mbbl) | Netas ⁽³⁾ (Mbbl) | Brutas ⁽²⁾ (MMcf) | Netas ⁽³⁾ (MMcf) | Brutas ⁽²⁾ (Mbbl) | Netas ⁽³⁾ (Mbbl) | Brutas ⁽²⁾ (Mboe) | Netas ⁽³⁾ (Mboe) |
| Colombia | | | | | | | | | | |
| Probadas | | | | | | | | | | |
| Desarrolladas productivas | 403 | 360 | - | - | 157,676 | 134,825 | - | - | 28,065 | 24,014 |
| Desarrolladas no productivas | 1,479 | 1,322 | 62 | 56 | - | - | - | - | 1,541 | 1,378 |
| No desarrolladas | - | - | 2,121 | 1,990 | 99,947 | 87,836 | - | - | 19,656 | 17,400 |
| Total probadas | 1,882 | 1,682 | 2,183 | 2,046 | 257,623 | 222,661 | - | - | 49,262 | 42,791 |
| Probables | 1,968 | 1,712 | 3,170 | 2,950 | 114,369 | 101,163 | - | - | 25,203 | 22,410 |
| Total probadas más probables | 3,850 | 3,394 | 5,353 | 4,996 | 371,992 | 323,824 | - | - | 74,465 | 65,201 |
| Posibles | 1,276 | 1,082 | 3,283 | 3,033 | 47,178 | 40,707 | - | - | 12,836 | 11,257 |
| Total probadas más probables más posibles | 5,126 | 4,476 | 8,636 | 8,029 | 419,170 | 364,531 | - | - | 87,301 | 76,458 |
| Ecuador⁽⁴⁾ | | | | | | | | | | |
| Probadas | | | | | | | | | | |
| Desarrolladas productivas | 348 | 348 | - | - | - | - | - | - | 348 | 348 |
| Desarrolladas no productivas | 1,341 | 1,341 | - | - | - | - | - | - | 1,341 | 1,341 |
| No desarrolladas | 2,061 | 2,061 | - | - | - | - | - | - | 2,061 | 2,061 |
| Total probadas | 3,750 | 3,750 | - | - | - | - | - | - | 3,750 | 3,750 |
| Probables | 1,014 | 1,014 | - | - | - | - | - | - | 1,014 | 1,014 |
| Total probadas más probables | 4,764 | 4,764 | - | - | - | - | - | - | 4,764 | 4,764 |
| Posibles | 967 | 967 | - | - | - | - | - | - | 967 | 967 |
| Total probadas más probables más posibles | 5,731 | 5,731 | - | - | - | - | - | - | 5,731 | 5,731 |
| Total corporativo | | | | | | | | | | |
| Probadas | | | | | | | | | | |
| Desarrolladas productivas | 751 | 708 | - | - | 157,676 | 134,825 | - | - | 28,413 | 24,362 |
| Desarrolladas no productivas | 2,820 | 2,663 | 62 | 56 | - | - | - | - | 2,882 | 2,719 |
| No desarrolladas | 2,061 | 2,061 | 2,121 | 1,990 | 99,947 | 87,836 | - | - | 21,717 | 19,461 |
| Total probadas | 5,632 | 5,432 | 2,183 | 2,046 | 257,623 | 222,661 | - | - | 53,012 | 46,541 |
| Probables | 2,982 | 2,726 | 3,170 | 2,950 | 114,369 | 101,163 | - | - | 26,217 | 23,424 |
| Total probadas más probables | 8,614 | 8,158 | 5,353 | 4,996 | 371,992 | 323,824 | - | - | 79,229 | 69,965 |
| Posibles | 2,243 | 2,049 | 3,283 | 3,033 | 47,178 | 40,707 | - | - | 13,803 | 12,224 |
| Total probadas más probables más posibles | 10,857 | 10,207 | 8,636 | 8,029 | 419,170 | 364,531 | - | - | 93,032 | 82,189 |

Notas:

- (1) Los estimados de reservas de gas natural incluyen gas relacionado y no relacionado.
- (2) Las "Reservas Brutas" son la participación en la explotación de la Compañía en reservas y volúmenes estimados antes de las deducciones de regalías.
- (3) Las "Reservas Netas" son la participación en la explotación de la Compañía en reservas después de las deducciones de obligaciones de regalías más las participaciones de la Compañía en regalías.
- (4) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.
- (5) Los BOE han sido reportados con base en conversiones de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

Las siguientes tablas presentan la conciliación de las reservas brutas de Canacol más los valores estimados por tipo principal de producto mediante el uso de precios y costos proyectados estimados a diciembre 31 de 2015.

**CONCILIACIÓN DE RESERVAS – CASO DE PRECIOS PROYECTADOS
PARTE BRUTA DE LA COMPAÑÍA**

**Fecha efectiva: Diciembre 31 de 2015
Ajustada para volúmenes estimados**

TOTAL PROBADAS

| | Petróleo total (Mbbl) | Petróleo crudo ligero/medio (Mbbl) | Petróleo crudo pesado (Mbbl) | Gas natural convencional (MMcf) | Líquidos de gas natural (Mbbl) | Total (Mboe) |
|---|-----------------------------|---|---------------------------------------|---------------------------------------|---|-----------------|
| Colombia | | | | | | |
| Saldo inicial (junio 30 de 2015) | 5,115 | 2,766 | 2,349 | 240,463 | - | 47,301 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (142) | (214) | 72 | 20,901 | - | 3,525 |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | (199) | (3) | (196) | - | - | (199) |
| Producción | (709) | (667) | (42) | (3,741) | - | (1,365) |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015) | 4,065 | 1,882 | 2,183 | 257,623 | - | 49,262 |
| Ecuador | | | | | | |
| Saldo inicial (junio 30 de 2015)⁽⁴⁾ | 4,167 | 4,167 | - | - | - | 4,167 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (27) | (27) | - | - | - | (27) |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Producción | (390) | (390) | - | - | - | (390) |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015)⁽⁴⁾ | 3,750 | 3,750 | - | - | - | 3,750 |
| Total corporativo | | | | | | |
| Saldo inicial (junio 30 de 2015) | 9,282 | 6,933 | 2,349 | 240,463 | - | 51,468 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (169) | (241) | 72 | 20,901 | - | 3,498 |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | (199) | (3) | (196) | - | - | (199) |
| Producción | (1,099) | (1,057) | (42) | (3,741) | - | (1,755) |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015) | 7,815 | 5,632 | 2,183 | 257,623 | - | 53,012 |

Notas:

- (1) Incluye las revisiones técnicas debidas a cambios en el desempeño del depósito, geológicos y de ingeniería; las revisiones económicas debidas a cambios en límites económicos; y cambios en la participación en la explotación resultantes de los tiempos de las reversiones de participaciones.
- (2) Incluye la producción atribuible a cualquier participación adquirida desde la fecha de adquisición hasta la fecha efectiva del informe y la producción realizada con la disposición de participaciones desde la fecha del saldo inicial hasta la fecha efectiva de la disposición.
- (3) Incluye las revisiones económicas relacionadas con cambios de precio y factor de regalía.
- (4) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado

conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.

- (5) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl.
 (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

**CONCILIACIÓN DE RESERVAS – CASO DE PRECIOS PROYECTADOS
 PARTE BRUTA DE LA COMPAÑÍA**

**Fecha efectiva: Diciembre 31 de 2015
 Ajustada para volúmenes estimados**

TOTAL PROBABLES

| | Petróleo total (Mbbl) | Petróleo crudo ligero/medio (Mbbl) | Petróleo crudo pesado (Mbbl) | Gas natural convencional (MMcf) | Líquidos de gas natural (Mbbl) | Total (Mboe) |
|---|--------------------------------------|---|---|--|---|-------------------------|
| Colombia | | | | | | |
| Saldo inicial (Junio 30 de 2015) | 5,889 | 2,224 | 3,665 | 121,470 | - | 27,200 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (276) | (257) | (19) | (7,102) | - | (1,522) |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | (475) | 1 | (476) | - | - | (475) |
| Producción | - | - | - | - | - | - |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015) | 5,138 | 1,968 | 3,170 | 114,368 | - | 25,202 |
| Ecuador | | | | | | |
| Saldo inicial (Junio 30 de 2015)⁽⁴⁾ | 1,185 | 1,185 | - | - | - | 1,185 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (171) | (171) | - | - | - | (171) |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Producción | - | - | - | - | - | - |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015)⁽⁴⁾ | 1,014 | 1,014 | - | - | - | 1,014 |
| Total Corporativo | | | | | | |
| Saldo inicial (Junio 30 de 2015) | 7,074 | 3,409 | 3,665 | 121,470 | - | 28,385 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (447) | (428) | (19) | (7,102) | - | (1,693) |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | (475) | 1 | (476) | - | - | (475) |
| Producción | - | - | - | - | - | - |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015) | 6,152 | 2,982 | 3,170 | 114,368 | - | 26,216 |

Notas:

- (1) Incluye las revisiones técnicas debidas a cambios en el desempeño del depósito, geológicos y de ingeniería; las revisiones económicas debidas a cambios en límites económicos; y cambios en la participación en la explotación resultantes de los tiempos de las reversiones de participaciones.
- (2) Incluye la producción atribuible a cualquier participación adquirida desde la fecha de adquisición hasta la fecha efectiva del informe y la producción realizada con la disposición de participaciones desde la fecha del saldo inicial hasta la fecha efectiva de la disposición.
- (3) Incluye las revisiones económicas relacionadas con cambios de precio y factor de regalía.
- (4) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de

\$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.

- (5) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl.
 (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

**CONCILIACIÓN DE RESERVAS – CASO DE PRECIOS PROYECTADOS
 PARTE BRUTA DE LA COMPAÑÍA**

**Fecha efectiva: Diciembre 31 de 2015
 Ajustada para volúmenes estimados**

TOTAL PROBADAS + PROBABLES

| | Petróleo total (Mbbl) | Petróleo crudo ligero/medio (Mbbl) | Petróleo crudo pesado (Mbbl) | Gas natural convencional (MMcf) | Líquidos de gas natural (Mbbl) | Total (Mboe) |
|---|--------------------------------------|---|---|--|---|-------------------------|
| Colombia | | | | | | |
| Saldo inicial (junio 30 de 2015) | 11,004 | 4,990 | 6,014 | 361,933 | - | 74,501 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (418) | (471) | 53 | 13,799 | - | 2,003 |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | (674) | (2) | (672) | - | - | (674) |
| Producción | (709) | (667) | (42) | (3,741) | - | (1,365) |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015) | 9,203 | 3,850 | 5,353 | 371,992 | - | 74,464 |
| Ecuador | | | | | | |
| Saldo inicial (junio 30 de 2015)⁽⁴⁾ | 5,352 | 5,352 | - | - | - | 5,352 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (198) | (198) | - | - | - | (198) |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Producción | (390) | (390) | - | - | - | (390) |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015)⁽⁴⁾ | 4,764 | 4,764 | - | - | - | 4,764 |
| Total Corporativo | | | | | | |
| Saldo inicial (junio 30 de 2015) | 16,356 | 10,342 | 6,014 | 361,933 | - | 79,853 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (616) | (669) | 53 | 13,799 | - | 1,805 |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | (674) | (2) | (672) | - | - | (674) |
| Producción | (1,099) | (1,057) | (42) | (3,741) | - | (1,755) |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015) | 13,967 | 8,614 | 5,353 | 371,992 | - | 79,228 |

Notas:

- (1) Incluye las revisiones técnicas debidas a cambios en el desempeño del depósito, geológicos y de ingeniería; las revisiones económicas debidas a cambios en límites económicos; y cambios en la participación en la explotación resultantes de los tiempos de las reversiones de participaciones.
 (2) Incluye la producción atribuible a cualquier participación adquirida desde la fecha de adquisición hasta la fecha efectiva del informe y la producción realizada con la disposición de participaciones desde la fecha del saldo inicial hasta la fecha efectiva de la disposición.
 (3) Incluye las revisiones económicas relacionadas con cambios de precio y factor de regalía.
 (4) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.

- (5) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl.
 (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

**CONCILIACIÓN DE RESERVAS – CASO DE PRECIOS PROYECTADOS
 PARTE BRUTA DE LA COMPAÑÍA**

**Fecha efectiva: Diciembre 31 de 2015
 Ajustada para volúmenes estimados**

TOTAL PROBADAS + PROBABLES + POSIBLES

| | Petróleo total (Mbbbl) | Petróleo crudo ligero/medio (Mbbbl) | Petróleo crudo pesado (Mbbbl) | Gas natural convencional (MMcf) | Líquido s de gas natural (Mbbbl) | Total (Mboe) |
|---|---------------------------------------|--|--|--|---|-------------------------|
| Colombia | | | | | | |
| Saldo inicial (Junio 30 de 2015) | 15,867 | 6,530 | 9,337 | 394,711 | - | 85,114 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (655) | (734) | 79 | 28,201 | - | 4,292 |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | (741) | (3) | (738) | - | - | (741) |
| Producción | (709) | (667) | (42) | (3,741) | - | (1,365) |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015) | 13,762 | 5,126 | 8,636 | 419,170 | - | 87,300 |
| Ecuador | | | | | | |
| Saldo inicial (Junio 30 de 2015)⁽⁴⁾ | 6,450 | 6,450 | - | - | - | 6,450 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (329) | (329) | - | - | - | (329) |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Producción | (390) | (390) | - | - | - | (390) |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015)⁽⁴⁾ | 5,731 | 5,731 | - | - | - | 5,731 |
| Total Corporativo | | | | | | |
| Saldo inicial (Junio 30 de 2015) | 22,317 | 12,980 | 9,337 | 394,711 | - | 91,564 |
| Prórrogas | - | - | - | - | - | - |
| Extracción mejorada | - | - | - | - | - | - |
| Revisiones técnicas ⁽¹⁾ | (984) | (1,063) | 79 | 28,201 | - | 3,963 |
| Descubrimientos | - | - | - | - | - | - |
| Adquisiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Disposiciones ⁽²⁾ | - | - | - | - | - | - |
| Factores económicos ⁽³⁾ | (741) | (3) | (738) | - | - | (741) |
| Producción | (1,099) | (1,057) | (42) | (3,741) | - | (1,755) |
| Saldo final (diciembre 31 de 2015) | 19,493 | 10,857 | 8,636 | 419,170 | - | 93,031 |

Notas:

- Incluye las revisiones técnicas debidas a cambios en el desempeño del depósito, geológicos y de ingeniería; las revisiones económicas debidas a cambios en límites económicos; y cambios en la participación en la explotación resultantes de los tiempos de las reversiones de participaciones.
- Incluye la producción atribuible a cualquier participación adquirida desde la fecha de adquisición hasta la fecha efectiva del informe y la producción realizada con la disposición de participaciones desde la fecha del saldo inicial hasta la fecha efectiva de la disposición.
- Incluye las revisiones económicas relacionadas con cambios de precio y factor de regalía.
- Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.
- Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl.

(6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla presenta un resumen del valor presente neto de los ingresos netos futuros de Canacol a diciembre 31 de 2015 con el uso de precios y costos estimados.

| CATEGORÍA DE RESERVAS | Valor Presente Neto (VPN) de Ingresos Netos Futuros (INF) | | | | | | | | | | |
|--|---|----------------|----------------|----------------|--------------|---|----------------|--------------|--------------|--------------|--|
| | Antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro – descontado a (%/año) | | | | | Después de deducir gasto de impuesto de renta futuro – descontado a (%/año) | | | | | Antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro descontado a 10%/año (\$/BOE) |
| | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | |
| | (MM US\$) | (MM US\$) | (MM US\$) | (MM US\$) | (MM US\$) | (MM US\$) | (MM US\$) | (MM US\$) | (MM US\$) | (MM US\$) | (MM US\$) |
| Colombia | | | | | | | | | | | |
| Probadas | | | | | | | | | | | |
| Desarrolladas y productivas | 793.5 | 655.6 | 557.6 | 485.5 | 430.6 | 547.5 | 451.1 | 382.9 | 332.9 | 295.0 | 23.22 |
| Desarrolladas no productivas | 22.9 | 21.5 | 20.2 | 18.9 | 17.6 | 14.3 | 13.8 | 13.1 | 12.4 | 11.7 | 14.65 |
| No desarrolladas | 511.5 | 370.8 | 278.5 | 215.3 | 170.5 | 347.2 | 247.0 | 181.8 | 137.4 | 106.2 | 16.01 |
| Total Probadas | 1,327.9 | 1,047.9 | 856.3 | 719.7 | 618.7 | 908.9 | 711.8 | 577.7 | 482.7 | 412.9 | 20.01 |
| Probables | 766.5 | 490.0 | 335.0 | 242.1 | 183.0 | 511.8 | 321.6 | 215.5 | 152.3 | 112.4 | 14.95 |
| Total probadas más probables | 2,094.4 | 1,538.0 | 1,191.3 | 961.8 | 801.7 | 1,420.7 | 1,033.4 | 793.2 | 635.0 | 525.3 | 18.27 |
| Posibles | 398.8 | 244.9 | 163.0 | 116.0 | 87.3 | 264.2 | 159.4 | 104.2 | 72.9 | 54.0 | 14.48 |
| Total probadas más probables más posibles | 2,493.2 | 1,782.9 | 1,354.3 | 1,077.9 | 889.0 | 1,684.9 | 1,192.8 | 897.4 | 708.0 | 579.3 | 17.71 |
| Ecuador⁽⁴⁾ | | | | | | | | | | | |
| Probadas | | | | | | | | | | | |
| Desarrolladas y productivas | 13.4 | 13.2 | 12.9 | 12.7 | 12.6 | 10.4 | 10.3 | 10.1 | 10.0 | 9.9 | 37.20 |
| Desarrolladas no productivas | 46.2 | 37.2 | 30.5 | 25.5 | 21.6 | 36.1 | 28.8 | 23.5 | 19.5 | 16.4 | 22.78 |
| No desarrolladas | 59.8 | 46.3 | 36.6 | 29.4 | 23.9 | 46.6 | 35.5 | 27.5 | 21.7 | 17.3 | 17.74 |
| Total Probadas | 119.4 | 96.7 | 80.1 | 67.6 | 58.1 | 93.1 | 74.6 | 61.2 | 51.2 | 43.6 | 21.35 |
| Probables | 36.0 | 28.7 | 23.5 | 19.7 | 16.9 | 28.1 | 22.3 | 18.2 | 15.2 | 12.9 | 23.19 |
| Total probadas más probables | 155.5 | 125.4 | 103.6 | 87.3 | 74.9 | 121.3 | 96.9 | 79.4 | 66.4 | 56.6 | 21.74 |
| Posibles | 37.3 | 29.3 | 23.6 | 19.6 | 16.5 | 29.1 | 22.8 | 18.4 | 15.2 | 12.9 | 24.44 |
| Total probadas más probables más posibles | 192.7 | 154.6 | 127.2 | 106.9 | 91.5 | 150.3 | 119.7 | 97.8 | 81.6 | 69.4 | 22.20 |
| Corporativo total | | | | | | | | | | | |
| Probadas | | | | | | | | | | | |
| Desarrolladas y productivas | 806.9 | 668.8 | 570.6 | 498.2 | 443.2 | 557.9 | 461.4 | 393.0 | 342.9 | 304.9 | 23.42 |
| Desarrolladas no productivas | 69.1 | 58.8 | 50.7 | 44.4 | 39.2 | 50.3 | 42.6 | 36.6 | 31.9 | 28.1 | 18.66 |
| No desarrolladas | 571.3 | 417.1 | 315.1 | 244.7 | 194.4 | 393.8 | 282.5 | 209.3 | 159.2 | 123.6 | 16.19 |
| Total Probadas | 1,447.3 | 1,144.6 | 936.4 | 787.3 | 676.8 | 1,002.0 | 786.5 | 639.0 | 533.9 | 456.5 | 20.12 |
| Probables | 802.5 | 518.7 | 358.5 | 261.8 | 199.9 | 539.9 | 343.9 | 233.7 | 167.5 | 125.3 | 15.31 |
| Total probadas más probables | 2,249.9 | 1,663.3 | 1,294.9 | 1,049.1 | 876.7 | 1,541.9 | 1,130.3 | 872.6 | 701.4 | 581.9 | 18.51 |
| Posibles | 436.1 | 274.2 | 186.6 | 135.6 | 103.8 | 293.3 | 182.2 | 122.6 | 88.2 | 66.9 | 15.27 |
| Total probadas más probables más posibles | 2,686.0 | 1,937.5 | 1,481.5 | 1,184.7 | 980.5 | 1,835.2 | 1,312.5 | 995.2 | 789.6 | 648.7 | 18.03 |

Notas:

- (1) El VPN del INF incluye todo el ingreso por recursos: venta de reservas de petróleo, gas, subproductos; procesamiento de reservas de terceros; otro ingreso.
- (2) Los impuestos de renta incluyen todos los ingresos por recursos, los cálculos apropiados de impuestos de renta y la acumulación de deducciones y pérdidas previas por declarar para reducir el monto del impuesto.
- (3) Los valores unitarios se basan en los volúmenes de reservas netas antes de impuesto de renta (AIR).

- (4) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.
- (5) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl.
- (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla indica los ingresos netos futuros totales de Canacol (no descontados) a diciembre 31 de 2015, con el uso de precios y costos proyectados.

| CATEGORÍA DE RESERVAS | Ingreso (MM US\$) | Regalías (MM US\$) | Costos operacionales ⁽²⁾ (MM US\$) | Costos de desarrollo (MM US\$) | Costos de abandono y recuperación (MM US\$) | Ingreso neto futuro AI ⁽¹⁾ (MM US\$) | Gasto de impuesto de renta futuro (MM US\$) | Ingreso neto futuro DI ⁽¹⁾ (MM US\$) |
|---|-------------------|--------------------|---|--------------------------------|---|---|---|---|
| Colombia | | | | | | | | |
| Total probadas | 1,976.0 | 267.9 | 258.7 | 112.4 | 9.1 | 1,327.9 | 419.1 | 908.9 |
| Total probadas más probables | 3,156.5 | 392.8 | 486.3 | 170.6 | 12.3 | 2,094.4 | 673.8 | 1,420.7 |
| Total probadas más probables más posibles | 3,778.5 | 467.9 | 617.8 | 185.8 | 13.8 | 2,493.2 | 808.4 | 1,684.9 |
| Ecuador | | | | | | | | |
| Total probadas | 332.4 | 187.9 | (3.2) | 28.3 | - | 119.4 | 26.3 | 93.1 |
| Total probadas más probables | 371.5 | 187.9 | (3.6) | 31.7 | - | 155.5 | 34.2 | 121.3 |
| Total probadas más probables más posibles | 408.8 | 187.9 | (3.6) | 31.7 | - | 192.7 | 42.4 | 150.3 |
| Total corporativo | | | | | | | | |
| Total probadas | 2,308.5 | 455.8 | 255.5 | 140.7 | 9.1 | 1,447.3 | 445.3 | 1,002.0 |
| Total probadas más probables | 3,528.0 | 580.7 | 482.7 | 202.4 | 12.3 | 2,249.9 | 708.0 | 1,541.9 |
| Total probadas más probables más posibles | 4,187.3 | 655.8 | 614.3 | 217.6 | 13.8 | 2,686.0 | 850.8 | 1,835.2 |

Notas:

- (1) AI= antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro, y DI= después deducir gasto de impuesto de renta futuro.
- (2) Costos operacionales menos procesamiento y otros ingresos.
- (3) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla establece el valor presente neto de los ingresos netos futuros de Canacol por grupo de producción ajustados para volúmenes estimados a diciembre 31 de 2015, con el uso de precios y costos proyectados.

| CATEGORÍAS DE RESERVAS | GRUPO DE PRODUCCIÓN | Valor presente neto de ingresos netos futuros AIR descontados (10%/año) ⁽¹⁾ | Valor presente neto de ingresos netos futuros AIR descontados (10%/año) ⁽¹⁾ |
|--|---|--|--|
| | | (MM US\$) | (\$/BOE) |
| Total probadas | Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos) | 98.2 | 18.08 |
| | Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos) | (4.7) | (2.32) |
| | Gas natural convencional (incluidos los subproductos pero excluido el gas en solución de pozos de petróleo) | 842.9 | 21.58 |
| Total probadas más probables | Líquidos de gas natural | - | - |
| | Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos) | 165.3 | 20.27 |
| | Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos) | 28.0 | 5.61 |
| | Gas natural convencional (incluidos los subproductos pero excluido el gas en solución de pozos de petróleo) | 1,101.6 | 19.39 |
| Total probadas más probables más posibles | Líquidos de gas natural | - | - |
| | Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos) | 219.1 | 21.47 |
| | Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos) | 66.5 | 8.28 |
| | Gas natural convencional (incluidos los subproductos pero excluido el gas en solución de pozos de petróleo) | 1,195.9 | 18.70 |
| | Líquidos de gas natural | - | - |

Notas:

- (1) Los valores unitarios se basan en volúmenes de reservas netas antes deducir el gasto de impuesto de renta futuro (AIR).
- (2) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.
- (3) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl.
- (4) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a aproximaciones.

La siguiente tabla resume la proyección de costos de desarrollo futuros relativos a los activos y las propiedades de la Compañía para las categorías de reservas indicadas a continuación, calculados sobre una base no descontada y una base descontada (10%).

| | Costos de desarrollo futuros Precios y costos proyectados | |
|---------------------------|--|---|
| | Para reservas probadas (MM US\$) | Para reservas probadas + probables (MM US\$) |
| Colombia | | |
| Año | | |
| 2016 | 14.8 | 16.2 |
| 2017 | 57.9 | 82.7 |
| 2018 | 14.1 | 19.9 |
| 2019 | 8.2 | 13.0 |
| 2020 | 12.3 | 14.9 |
| Restante | 5.1 | 23.9 |
| Total | 112.4 | 170.6 |
| No descontados | 112.4 | 170.6 |
| Descontados al 10% | 91.8 | 134.1 |
| Ecuador | | |
| Año | | |
| 2016 | 0.3 | 0.3 |
| 2017 | 20.2 | 23.6 |
| 2018 | 7.8 | 7.8 |
| 2019 | - | - |
| 2020 | - | - |
| Restante | - | - |
| Total | 28.3 | 31.7 |
| No descontados | 28.3 | 31.7 |
| Descontados al 10% | 23.9 | 26.8 |
| Total corporativo | | |
| Año | | |
| 2016 | 15.1 | 16.5 |
| 2017 | 78.2 | 106.4 |
| 2018 | 21.9 | 27.7 |
| 2019 | 8.2 | 13.0 |
| 2020 | 12.3 | 14.9 |
| Restante | 5.1 | 23.9 |
| Total | 140.7 | 202.4 |
| No descontados | 140.7 | 202.4 |
| Descontados al 10% | 115.7 | 160.9 |

Notas:

- (1) Los costos de desarrollo futuros presentados están relacionados con las reservas registradas en los Informes y no necesariamente representan el presupuesto total de exploración y desarrollo de la Compañía.
- (2) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a aproximaciones.

En general, la Compañía tiene tres fuentes de financiación para financiar sus programas de gastos de capital: (i) flujos de caja de efectivo disponible internamente generado, provenientes de las operaciones, (ii) financiación con deuda cuando fuere apropiado, y (iii) nuevas emisiones de capital, si están disponibles en condiciones favorables. La administración no espera que los costos de financiación referidos arriba vayan a afectar

sustancialmente las reservas reveladas o los ingresos netos futuros de la Compañía, o vayan a hacer poco rentable el desarrollo de cualquier propiedad de la Compañía. La Compañía planea su programa de capital sobre la base del año calendario.

La siguiente tabla presenta el volumen de las reservas probadas no desarrolladas y probables no desarrolladas de la Compañía, más los volúmenes estimados, en los tres años financieros más recientes, y el monto de reservas y volúmenes estimados inicialmente atribuidos en cada uno de tales años.

| Categoría de reservas | Petróleo crudo ligero y medio Brutas (Mbbbl) | | Petróleo crudo pesado Brutas (Mbbbl) | | Gas natural convencional Brutas (MMcf) | |
|----------------------------|---|-----------------------------|---|-----------------------------|---|-----------------------------|
| | Atribuidas inicialmente | Acumuladas al final del año | Atribuidas inicialmente | Acumuladas al final del año | Atribuidas inicialmente | Acumuladas al final del año |
| | Probadas no desarrolladas | | | | | |
| Antes de 2013 | 2,543 | 2,543 | 468 | 2,997 | - | - |
| 2013 | 248 | 2,290 | - | 2,486 | 28,593 | 28,593 |
| 2014 | 2,796 | 4,874 | 96 | 2,582 | 4,920 | 33,513 |
| 2015 | - | 2,061 | - | 2,121 | 17,211 | 99,947 |
| Probables no desarrolladas | | | | | | |
| Antes de 2013 | 730 | 730 | 507 | 3,583 | - | - |
| 2013 | 323 | 639 | - | 3,048 | 15,309 | 15,309 |
| 2014 | 1,564 | 1,986 | 172 | 3,220 | - | 2,927 |
| 2015 | - | 355 | - | 3,134 | 24,046 | 102,070 |

Nota:

- (1) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

Historia de producción

La tabla siguiente presenta la parte de la Compañía en los volúmenes de producción diaria bruta promedio, por país, los precios recibidos, las regalías pagadas, los costos de producción causados y la ganancia operacional neta resultante por unidad de volumen, para cada trimestre del año terminado en diciembre 31 de 2015.

| RESULTADOS OPERACIONALES | Tres meses terminados en marzo 31 de 2015 | | Tres meses terminados en junio 30 de 2015 | | Tres meses terminados en septiembre 30 de 2015 | | Tres meses terminados en diciembre 31 de 2015 | |
|---|---|--------------|---|--------------|--|--------------|---|--------------|
| | Colombia | Ecuador | Colombia | Ecuador | Colombia | Ecuador | Colombia | Ecuador |
| Producción diaria bruta promedio | | | | | | | | |
| Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d) | 5,487 | | 4,248 | | 4,827 | | 3,445 | |
| Petróleo crudo pesado (bbl/d) | 257 | | - | | - | | - | |
| Gas natural convencional (boe/d) | 3,502 | | 3,954 | | 3,472 | | 3,541 | |
| Líquidos de gas natural (bbl/d) | - | | - | | - | | - | |
| Petróleo crudo – tarifa (boe/d) | - | 1,704 | - | 1,759 | - | 2,156 | - | 2,078 |
| Precios de venta promedio | | | | | | | | |
| Petróleo crudo ligero y medio (\$/bbl) | 39.30 | | 49.95 | | 34.99 | | 29.08 | |
| Petróleo crudo pesado (\$/bbl) | 27.53 | | - | | - | | - | |
| Gas natural convencional (\$/boe) | 26.52 | | 26.65 | | 26.61 | | 28.91 | |
| Líquidos de gas natural (\$/bbl) | - | | - | | - | | - | |
| Petróleo crudo – tarifa (\$/boe) | - | 38.54 | - | 38.54 | - | 38.54 | - | 38.54 |
| Ganancia operativa neta (\$/boe) | | | | | | | | |
| Ingreso por venta de productos básicos | 34.20 | 38.54 | 38.80 | 38.54 | 31.61 | 38.54 | 29.00 | 38.54 |
| Regalías | 2.94 | | 3.50 | | 3.77 | | 3.17 | |
| Gastos operacionales | 12.06 | | 9.67 | | 8.14 | | 7.69 | |
| Gastos de transporte | 1.90 | | 1.41 | | 0.95 | | 1.14 | |
| Ganancia neta⁽¹⁾ | 17.30 | 38.54 | 24.22 | 38.54 | 18.75 | 38.54 | 17.00 | 38.54 |

Nota:

- (1) La “Ganancia neta” por BOE se calcula como ingresos menos regalías, menos cargos por transporte y procesamiento, gastos operacionales y de reparación, divididos por los BOE vendidos. Las ganancias netas no tienen un significado estándar establecido por los principios de contabilidad generalmente aceptados en Canadá y, por lo tanto, pueden no ser comparables con medidas similares usadas por otras compañías. La administración estima que esta es una medida útil pues es una medida común usada por otras compañías que operan en la industria del petróleo y el gas para brindar una comparación del desempeño general relativo entre compañías. La administración usa la medida para evaluar el desempeño general de la Compañía en relación con el de sus competidores, y para propósitos internos de planeación.

La siguiente tabla presenta los volúmenes de producción de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2015, por tipo de producto, para los campos que comprenden más del diez por ciento de la producción total de la Compañía:

| | Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d) | Petróleo crudo pesado (bbl/d) | Gas natural convencional⁽²⁾ (boe/d) | Líquidos de gas natural (bbl/d) |
|--------------------------------------|--|--|---|--|
| LLA-23 | 3,707 | - | - | - |
| Esperanza | - | - | 3,569 | - |
| Otros | 791 | 63 | 48 | - |
| Producción total sin tarifa | 4,498 | 63 | 3,617 | - |
| Ecuador - Producción a tarifa | 1,926 | - | - | - |
| Total | 6,424 | 63 | 3,617 | - |

Notas:

- (1) La producción diaria se toma de los Informes a diciembre 31 de 2015.
- (2) El gas natural incluye los volúmenes de venta de gas relacionado y no relacionado.
- (3) La Compañía reporta la producción a tarifa sobre una base bruta en sus estados financieros trimestrales y el Informe de Discusión y Análisis de la Administración. En consecuencia, la producción en la tabla anterior no es comparable con el reporte financiero histórico.
- (4) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.
- (5) Los números en estas tablas pueden no coincidir con los totales corporativos debido a las aproximaciones.

Estimados de producción

La siguiente tabla presenta el volumen de producción estimado por la Compañía, por tipo de producto, para las reservas totales probadas, totales probables y totales probadas más probables, para el año terminado en diciembre 31 de 2016, mediante el uso de precios y costos proyectados.

AJUSTADOS POR VOLÚMENES ESTIMADOS

| Categoría de reservas | Precios y costos proyectados | | |
|---------------------------------------|---|--|--|
| | Total probadas Producción bruta diaria ⁽²⁾ | Total Probables Producción bruta diaria ⁽²⁾ | Total probadas + probables Producción bruta diaria ⁽²⁾ |
| Colombia | | | |
| Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d) | 1,292 | 656 | 1,948 |
| Petróleo crudo pesado (bbl/d) | - | - | - |
| Gas natural convencional (Mcf/d) | 83,080 | 1,534 | 84,613 |
| Líquidos de gas natural (bbl/d) | - | - | - |
| Total⁽¹⁾ (boe/d) | 15,868 | 925 | 16,793 |
| Ecuador | | | |
| Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d) | 982 | 215 | 1,197 |
| Petróleo crudo pesado (bbl/d) | - | - | - |
| Gas natural convencional (Mcf/d) | - | - | - |
| Líquidos de gas natural (bbl/d) | - | - | - |
| Total⁽¹⁾ (boe/d) | 982 | 215 | 1,197 |
| Total corporativo | | | |
| Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d) | 2,274 | 871 | 3,145 |
| Petróleo crudo pesado (bbl/d) | - | - | - |
| Gas natural convencional (Mcf/d) | 83,080 | 1,534 | 84,613 |
| Líquidos de gas natural (bbl/d) | - | - | - |
| Total⁽¹⁾ (boe/d) | 16,849 | 1,140 | 17,989 |

Notas:

- (1) Los BOE han sido reportados con base en conversiones de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl, según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- (2) La producción bruta es la participación corporativa antes de toda deducción de regalías.
- (3) La Compañía reporta la producción a tarifa sobre una base bruta en sus estados financieros trimestrales y el Informe de Discusión y Análisis de la Administración. En consecuencia, la producción en la tabla precedente no es comparable con el reporte financiero histórico.
- (4) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.
- (5) Los números en estas tablas pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla presenta el volumen de producción estimado por la Compañía, por campo, para el año terminado en diciembre 31 de 2016, mediante el uso de precios y costos proyectados.

AJUSTADOS POR VOLÚMENES ESTIMADOS

| | Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d) | Petróleo crudo pesado (bbl/d) | Gas natural convencional⁽²⁾ (Mcf/d) | Líquidos de gas natural (bbl/d) |
|--------------------------|--|--|---|--|
| Colombia | | | | |
| Capella | - | - | - | - |
| Esperanza | - | - | 51,628 | - |
| LLA 23 | 1,292 | - | - | - |
| Mono Araña | - | - | - | - |
| Santa Isabel | - | - | - | - |
| VIM 5 | - | - | 31,452 | - |
| Total | | | | |
| Campos en Ecuador | 982 | - | - | - |
| Total Corporativo | 2,274 | - | 83,080 | - |

Notas:

- (1) La producción diaria es tomada de los Informes a diciembre 31 de 2015.
- (2) El gas natural incluye volúmenes de venta de gas relacionado y no relacionado.
- (3) La Compañía reporta la producción a tarifa sobre una base bruta en sus estados financieros trimestrales y el Informe de Discusión y Análisis de la Administración. En consecuencia, la producción en la tabla anterior no es comparable con el reporte financiero histórico.
- (4) Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo del volumen estimado se describe en el Informe DeGolyer. La metodología para el cálculo del volumen estimado fue cambiada desde el informe a junio 30 de 2014 para reflejar más exactamente la porción de producción de la Compañía. El volumen estimado se calculaba previamente usando el flujo de caja dividido por la proyección del precio WTI de DeGolyer para el año, ajustado conforme a la calidad en un 10%. La nueva metodología determina el volumen estimado mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sometido a regalía o deducciones de costos operativos.
- (5) Los números en estas tablas pueden no corresponder con los totales corporativos debido a las aproximaciones.

Pozos de petróleo y gas

La siguiente tabla resume las participaciones de Canacol, por región y en forma consolidada, a diciembre 31 de 2015, en pozos de petróleo y gas que están produciendo o que son considerados con capacidad de producción. Todos los pozos considerados con capacidad de producción han estado vigentes por un período de menos de un año, están a distancia económicamente viable de instalaciones de transporte, y están clasificados como reservas probadas desarrolladas no productivas en los Informes. Todas las propiedades de la Compañía están situadas en tierra firme.

| | Pozos de petróleo | | | | Pozos de gas | | | |
|--------------------------|-------------------|--------------|----------------|--------------|--------------|-------------|----------------|-------------|
| | Productivos | | No productivos | | Productivos | | No productivos | |
| | Bruta | Neta | Bruta | Neta | Bruta | Neta | Bruta | Neta |
| Colombia | | | | | | | | |
| LLA 23 | 14 | 12.6 | 0 | 0 | - | - | - | - |
| Rancho Hermoso | 4 | 1.2 | 11 | 3.3 | - | - | - | - |
| VIM 5 (Clarinete) | - | - | - | - | 2 | 2 | 0 | 0 |
| Esperanza | - | - | - | - | 7 | 7 | 2 | 2 |
| Santa Isabel (Oso Pardo) | 2.00 | 2.00 | 1.00 | 1.00 | - | - | - | - |
| VMM2 Mono Araña | 0.00 | 0.00 | 44.00 | 4.40 | - | - | - | - |
| Capella | 14 | 12.6 | 0 | 0 | - | - | - | - |
| Ecuador | | | | | | | | |
| Libertador y Atacapi | 81.00 | 20.25 | 21.00 | 5.25 | - | - | - | - |
| Total Compañía | 103.00 | 37.12 | 80.00 | 15.15 | 9.00 | 9.00 | 2.00 | 2.00 |

Consulte la información sobre las propiedades de la Compañía en “*Descripción del negocio y las operaciones – Propiedades y operaciones principales*”.

Propiedades sin reservas atribuidas

A diciembre 31 de 2015, la Compañía tenía aproximadamente 2.0 millones brutos (1.4 millones netos) de acres de propiedades no probadas. Esta área está situada en Colombia. No se han asignado reservas a estas áreas.

El área no desarrollada incluye derechos otorgados con base en contratos de exploración o contratos de licencia, los cuales exigen ciertos compromisos de trabajo. Los compromisos del primer período para licencias de exploración usualmente incluyen la evaluación de datos existentes y la adquisición, el procesamiento y la interpretación de sísmica adicional por adquirir por parte de la Compañía. Los períodos siguientes usualmente involucran la perforación de pozos de exploración. Si al final del período de exploración, la Compañía decide no proseguir con compromisos de trabajo adicionales, toda o una parte del área puede ser devuelta.

En el evento de una exploración exitosa en algunas áreas, podría requerirse la construcción de oleoductos e instalaciones en un escenario de total desarrollo del campo. Sin embargo, la comercialización de un éxito de exploración puede lograrse entretanto mediante el transporte del petróleo en camiones al centro de transporte o a la refinería que esté más cerca.

A diciembre 31 de 2015, la Compañía no tenía propiedades no probadas en las cuales sus derechos para explorar, desarrollar y explotar, en ausencia de acciones adicionales, expirarían dentro de un año.

Instrumentos financieros a plazo y compromisos futuros

El CPI de Ecuador es un contrato de producción incremental a 15 años (que expira en 2027), adjudicado a Pardaliseservices por PetroEcuador (hoy PetroAmazonas) en relación con los Campos Libertador y Atacapi situados en el norte de Ecuador. La Compañía tiene una participación no operada como titular del 25% (27.9% de participación en el capital) en el CPI de Ecuador y tiene derecho a una tarifa a precio fijo de \$38.54 por cada barril incremental producido sobre la producción de línea de base definida por PetroEcuador (hoy PetroAmazonas). Las reservas de la participación en la explotación de la Compañía para el CPI de Ecuador reflejan el volumen estimado (la porción de la producción de la Compañía por encima de la línea de base). El cálculo para el volumen estimado se describe en el Informe de DeGolyer. Los volúmenes estimados se determinan mediante la división del flujo de caja por el precio a tarifa de \$38.54 por barril, el cual permanece constante hasta la terminación del plazo del CPI de Ecuador. El precio a tarifa es considerado equivalente a la ganancia operacional neta pues no está sujeto a regalía o deducciones de costos operativos.

Horizonte tributario

La Compañía fue sujeto de impuesto en Colombia para el año terminado en diciembre 31 de 2015. La Compañía no fue sujeto de impuesto en Ecuador para el año terminado en diciembre 31 de 2015.

Gastos de capital

La siguiente tabla resume los gastos de capital relacionados con las actividades de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2015, separados por sus unidades de negocio.

| | Colombia (M\$) | Ecuador (M\$) | Otros (M\$) | Total (M\$) |
|--|---------------------------|--------------------------|------------------------|------------------------|
| Costos de desarrollo | 78,470 | 10,408 | 78 | 88,956 |
| Costos de exploración | 22,033 | 2,100 | - | 24,133 |
| Costos netos de adquisición de propiedades | | | | |
| Propiedades probadas | - | - | - | - |
| Propiedades no probadas | 35,529 | - | - | 35,529 |
| Total gastos de capital | 136,032 | 12,508 | 78 | 148,618 |

Exploración y desarrollo

La siguiente tabla resume los pozos exploratorios y de desarrollo brutos y netos en los cuales participaron la Compañía y sus subsidiarias durante el año terminado en diciembre 31 de 2015.

| | Pozos de exploración | | Pozos de desarrollo | | Total | |
|----------------------------------|----------------------|-------------|---------------------|-------------|-------------|-------------|
| | Brutos | Netos | Brutos | Netos | Brutos | Netos |
| Colombia⁽¹⁾⁽²⁾ | | | | | | |
| Pozos de petróleo | 2 | 1 | 3 | 1.4 | 5 | 2.4 |
| Pozos de gas | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Pozos de servicio | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Pozos de prueba estratigráfica | 2 | 1 | 4 | 2.4 | 6 | 3.4 |
| Pozos secos | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 2 | 1 | 4 | 2.4 | 6 | 3.4 |
| Tasa de éxito | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| Ecuador⁽³⁾⁽⁴⁾ | | | | | | |
| Pozos de petróleo | 1 | 0.25 | 2 | 0.5 | 3 | 0.75 |
| Pozos de gas | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Pozos de servicio | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Pozos de prueba estratigráfica | 1 | 0.25 | 2 | 0.5 | 3 | 0.75 |
| Pozos secos | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 1 | 0.25 | 2 | 0.5 | 3 | 0.75 |
| Tasa de éxito | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Notas:

- (1) Los pozos de exploración en Colombia son el operado Maltés-1 y el no operado Chipo A1ST1.
- (2) Los pozos de desarrollo en Colombia son: los operados Labrador-7 y Clarinete 2ST, el no operado Mono Araña-11 y el no operado Capella P74.
- (3) Los pozos de desarrollo no operados en Ecuador que fueron considerados son Secoya-49 y Shushuqui 25.
- (4) El pozo de exploración no operado en Ecuador es Secoya Oeste A001.

Colombia

Para la actividad de desarrollo relacionada con el portafolio de petróleo, la Compañía ha preparado un inventario de candidatos para recompletamiento en los pozos existentes en el bloque LLA23 (Labrador-Maltés, Leono-Pantro-Tigro), y sitios de desarrollo para perforación en los bloques VMM 2 (Mono Araña), Santa Isabel (Oso Pardo) y Ombú (Capella). El proceder con actividad de desarrollo en el futuro estará determinado por la rentabilidad de oportunidades específicas dentro del contexto de la declinación natural de la producción actual en todos los campos y los precios vigentes de productos básicos. En el futuro se emprenderá la modelación de los depósitos para evaluar la implementación del mantenimiento de presión en zonas específicas, especialmente en Labrador-Maltés en el bloque LLA23.

Para la actividad de exploración relacionada con el portafolio de petróleo, la Compañía ha interpretado la sísmica de 3D recientemente adquirida en el bloque LLA23. Varias de las indicaciones previamente identificadas en sísmica de 2D han sido afirmadas para convertirse en atractivos prospectos perforables del mismo tipo de producción que ha tenido éxito para la Compañía en el pasado. En el futuro está contemplada sísmica de 3D adicional para completar la cobertura del bloque. Sin embargo, la decisión de proceder con la adquisición de datos adicionales y ejecutar el programa de perforación de exploración dependerá de la mejora en el precio de

productos básicos. En el bloque VMM2 (Mono Araña), la Compañía avanzará en su entendimiento técnico de la zona de esquisto bituminoso fracturado convencional con una modelación de fracturas planeada para evaluar la productividad potencial de pozos futuros.

Para la actividad de desarrollo relacionada con el portafolio de gas, la Compañía ha identificado sitios de desarrollo potencial en sus propiedades de Esperanza y VIM5. Varios de estos sitios dependen del programa vigente de perforación de evaluación, específicamente en el descubrimiento de Clarinete. El comprometerse con perforación de desarrollo adicional estará atado al requerimiento de construir la base de reservas de 2P de la Compañía para obtener contratos de gas adicionales. Entretanto, la Compañía avanzará en su entendimiento técnico del desempeño de los depósitos mediante la modelación continuada de los depósitos de los principales activos productivos.

Para la actividad de exploración relacionada con el portafolio de gas, la Compañía ha conformado un inventario significativo de prospectos e indicaciones mediante la interpretación de la sísmica de 2D y de 3D en toda su posición de superficie. El comprometerse con inversión en sísmica y perforación de exploración adicionales estará atado al requerimiento de construir la base de reservas de 2P de la Compañía para obtener contratos de gas adicionales.

Ecuador

Para la actividad de desarrollo, la Compañía continuará involucrándose en su participación en la explotación no operada. Son de especial interés las tempranas indicaciones positivas de la implementación exitosa de varios pilotos de inyección de agua en los campos de Libertador-Atacapi. La continuada perforación de desarrollo y los recompletamientos adicionales de nuevas zonas en pozos existentes están contemplados para el futuro.

Para la actividad de exploración, la Compañía espera evaluar el desempeño del descubrimiento de exploración Secoya Oeste 1 cuando el pozo a su debido tiempo sea puesto en prueba de largo plazo. El pozo cumple con un compromiso de exploración pendiente. En este momento no se espera realizar actividad exploratoria adicional en los bloques.

DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL

Acciones Ordinarias

La Compañía está autorizada para emitir un número ilimitado de Acciones Ordinarias. A marzo 23 de 2016 había 159.383.543 Acciones Ordinarias emitidas y en circulación (159.265.668 Acciones Ordinarias a diciembre 31 de 2015). Los titulares de las Acciones Ordinarias tienen derecho a ser convocados y a asistir a toda reunión de la Asamblea de Accionistas y tienen derecho a un voto por cada Acción Ordinaria que tengan (salvo en reuniones en las cuales solo los titulares de otra clase de acciones tengan derecho a votar). Con sujeción a los derechos correspondientes a cualquier otra clase de acciones, los titulares de las Acciones Ordinarias tienen derecho a recibir dividendos, en la oportunidad y la forma en que sean decretados por la Junta Directiva, y tienen derecho a recibir la propiedad que quede en caso de liquidación de la Compañía.

En noviembre 1 de 2013, los Accionistas aprobaron la adopción de un plan de derechos de los accionistas (el “**Plan de Derechos**”). El Plan de Derechos ha sido aceptado por la TSX. Canacol no tiene conocimiento de ninguna oferta de adquisición no solicitada pendiente o advertida. En la implementación del Plan de Derechos, la Junta Directiva decretó la distribución de un derecho por cada Acción Ordinaria en circulación al cierre de la jornada laboral en noviembre 1 de 2013. También, un derecho ha sido emitido con respecto a cada Acción Ordinaria emitida después de noviembre 1 de 2013. Los derechos se negocian con los títulos de las Acciones Ordinarias y están representados por ellos, y no se requiere una acción adicional por parte de los Accionistas. No se distribuirán títulos de los derechos a los Accionistas y los derechos no podrán volverse susceptibles de ser ejercidos ni separables a menos que uno o más eventos específicos tengan lugar. De acuerdo con los términos del Plan de Derechos, toda oferta que reúna ciertos criterios encaminados a proteger los intereses de todos los Accionistas será considerada como una “oferta permitida” y no activará el Plan de Derechos. Estos criterios requieren, entre otras cosas, que la oferta sea hecha mediante una circular de oferta de adquisición a todos los titulares de Acciones Ordinarias distintos al oferente en la oferta, y se mantendrá abierta para aceptación de los Accionistas por al menos 60 días. En el evento de una oferta de adquisición que no reúna los requisitos de las ofertas permitidas según el Plan de Derechos, los derechos emitidos conforme al plan darán derecho a los Accionistas, distintos al Accionista o los Accionistas involucrados en la oferta de adquisición, de comprar Acciones Ordinarias adicionales con un descuento significativo sobre el precio de mercado. En cualquier momento antes de que los derechos se vuelvan susceptibles de ser ejercidos, la Junta Directiva podrá desistir de la operación del Plan de Derechos con respecto a ciertos eventos específicos antes de que los mismos ocurran. El Plan de Derechos es similar a los planes adoptados recientemente por otros varios emisores canadienses y aprobados por sus titulares de valores.

Una copia del Plan de Derechos se adjunta como Anexo “C” a la circular de información y poderes emitida por la administración de la Compañía, de fecha septiembre 27 de 2013, disponible en el perfil de la Compañía en SEDAR, en www.sedar.com.

Acciones Preferenciales

La Compañía está autorizada para emitir un número ilimitado de acciones preferenciales (“**Acciones Preferenciales**”), que pueden ser emitidas en series. A marzo 23 de 2016 no había Acciones Preferenciales emitidas y en circulación. Las Acciones Preferenciales pueden ser emitidas en cualquier momento en una o más series, cada serie consistente en un número de Acciones Preferenciales determinado por la Junta Directiva, la cual puede establecer las designaciones, los derechos, los privilegios, las restricciones y las condiciones correspondientes a las acciones de cada serie de Acciones Preferenciales. Las Acciones Preferenciales de cada serie, con respecto a los dividendos, o la liquidación, disolución o cancelación de la Compañía, sea voluntaria o involuntaria, o cualquier otra distribución de activos de la Compañía entre sus Accionistas con el fin de liquidar sus asuntos, tendrá derecho preferencial sobre las Acciones Ordinarias y las acciones de cualquier otra clase que tenga preferencia inferior a la de las Acciones Preferenciales. Las Acciones

Preferenciales de cualquier serie también pueden tener otras preferencias y prioridades sobre las Acciones Ordinarias y cualquier otra acción de la Compañía con preferencia inferior a esa serie de Acciones Preferenciales.

Unidades de acciones restringidas

En diciembre 31 de 2015, la Compañía tenía 77.374 unidades de acciones restringidas en circulación. Estas unidades de acciones restringidas fueron otorgadas a algunos empleados de la Compañía, con precios de referencia en el rango de C\$2.28 a C\$3.21 por Acción Ordinaria. Las unidades de acciones restringidas maduran en una mitad en 12 meses y en otra mitad en 24 meses desde la fecha de otorgamiento, y se liquidan en efectivo.

Títulos Preferenciales de 2014

Los Títulos Preferenciales de 2014 son los títulos preferenciales no garantizados de tasa flotante por \$100 millones emitidos conforme a un acuerdo de títulos, con \$50 millones retirados y financiados en octubre 29 de 2014, \$25 millones retirados y financiados en abril 2 de 2015 y \$25 millones adicionales comprometidos y disponibles para retirar en cualquier momento hasta abril 27 de 2016 a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. Los Títulos Preferenciales de 2014 corresponden a un acuerdo sobre títulos preferenciales no garantizados de tasa flotante por \$100 millones, con \$50 millones retirados y financiados en octubre 29 de 2014, \$25 millones retirados y financiados en abril 2 de 2015, y \$25 millones adicionales comprometidos y disponibles para retirar en cualquier momento dentro de un plazo de 18 meses a la sola discreción de la Compañía, con sujeción a algunas condiciones. Los Títulos Preferenciales de 2014 son pagaderos en su totalidad a su fecha de vencimiento de diciembre 31 de 2019 y causan intereses de LIBOR más 8.5% anual (con sujeción a un piso de LIBOR de 1.0%), pagaderos trimestralmente. El cargo por disponibilidad sobre la porción no retirada de los Títulos Preferenciales de 2014 se calcula al 1% anual.

Los Títulos Preferenciales de 2014 no son convertibles en Acciones Ordinarias. Los Títulos Preferenciales de 2014 podrán ser pagados en cualquier momento antes de su vencimiento y están sujetos a los compromisos financieros, de desempeño y legales habituales, los cuales son consistentes con los compromisos bajo la Línea de Crédito de 2015.

REGISTRO Y POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Canacol no ha pagado dividendos con respecto a sus Acciones Ordinarias en circulación en los tres años financieros terminados más recientes. Toda decisión de pagar dividendos con respecto a las Acciones Ordinarias en el futuro dependerá de las necesidades financieras de Canacol de financiar su crecimiento futuro, la situación financiera de Canacol, y otros factores que la Junta Directiva pueda considerar apropiados en las circunstancias.

Canacol no tiene restricciones legales que pudieran evitar que Canacol pague dividendos o distribuciones, si los hubiere, con sujeción al cumplimiento de pactos contenidos de tiempo en tiempo en sus líneas de crédito.

PRECIO Y VOLUMEN DE NEGOCIACIÓN

Acciones ordinarias

La siguiente tabla presenta el rango de precios y los volúmenes de negociación de las Acciones Ordinarias en la TSX para los períodos indicados. Las Acciones Ordinarias se negocian en la TSX bajo el símbolo “CNE”.

| Período | Alto (C\$) | Bajo (C\$) | Volumen |
|-------------|---------------|---------------|--------------------|
| 2015 | | | |
| Enero | 4.00 | 1.92 | 24,153,546 |
| Febrero | 4.21 | 2.67 | 21,995,961 |
| Marzo | 3.25 | 2.37 | 10,407,084 |
| Abril | 3.99 | 2.89 | 11,579,712 |
| Mayo | 3.97 | 2.77 | 13,909,971 |
| Junio | 3.06 | 2.59 | 8,245,754 |
| Julio | 2.91 | 2.38 | 8,245,337 |
| Agosto | 2.53 | 1.96 | 7,764,421 |
| Septiembre | 3.07 | 2.28 | 10,576,850 |
| Octubre | 3.50 | 2.56 | 8,953,168 |
| Noviembre | 3.45 | 2.83 | 7,421,335 |
| Diciembre | 3.10 | 2.21 | 6,039,325 |
| 2016 | | | |
| Enero | 2.83 | 1.97 | 8,807,161 |
| Febrero | 3.36 | 2.25 | 11,968,982 |
| Marzo 1-23 | ◆ <u>3.77</u> | ◆ <u>3.21</u> | ◆ <u>7,951,230</u> |

VENTAS PREVIAS

La siguiente tabla resume las emisiones de valores no inscritos para el año terminado en diciembre 31 de 2015:

| Fecha de emisión | Valores | Número de acciones ordinarias emitidas/que se pueden emitir o monto total | Precio/precio de ejercicio por valor (C\$) |
|----------------------|-----------------------------------|---|--|
| Enero 5 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 2,278,500 ⁽²⁾ | 2.21 |
| Enero 21 de 2015 | Unidades de acciones restringidas | 9,333 ⁽¹⁾ | N/A |
| Enero 21 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 1,671,000 ⁽²⁾ | 3.21 |
| Febrero 13 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 10,000 ⁽²⁾ | 3.26 |
| Abril 28 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 30,000 ⁽²⁾ | 3.70 |
| Mayo 25 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 150,000 ⁽²⁾ | 3.05 |
| Agosto 18 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 2,716,000 ⁽²⁾ | 2.28 |
| Agosto 18 de 2015 | Unidades de acciones restringidas | 15,000 ⁽¹⁾ | N/A |
| Septiembre 1 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 50,000 ⁽²⁾ | 2.37 |
| Septiembre 2 de 2015 | Recibos de suscripción | 17,590,000 ⁽³⁾ | 2.50 |
| Septiembre 2 de 2015 | Recibos de suscripción | 615,650 ⁽⁴⁾ | 2.50 |
| Septiembre 3 de 2015 | Colocación privada | 14,000,000 ⁽³⁾ | 2.50 |
| Septiembre 3 de 2015 | Honorarios financieros | 490,000 ⁽⁴⁾ | 2.50 |
| Octubre 16 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 200,000 ⁽²⁾ | 3.26 |
| Noviembre 1 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 100,000 ⁽²⁾ | 3.03 |
| Noviembre 27 de 2015 | Opciones de compra de acciones | 3,070,000 ⁽²⁾ | 3.01 |
| Noviembre 27 de 2015 | Unidades de acciones restringidas | 30,000 ⁽¹⁾ | N/A |

Notas:

- (1) Emisión de unidades de acciones restringidas.
- (2) Emisión de opciones. Las opciones expiran cinco años después de la fecha de emisión.
- (3) Emitidos a Cavengas Holdings S.R.L. en relación con la Inversión. Estos Recibos de Suscripción fueron convertidos en Acciones Ordinarias en octubre 16 de 2015.
- (4) Emitidos conforme a los honorarios por asesoría devengados en relación con la Inversión. Estos Recibos de Suscripción fueron convertidos en Acciones Ordinarias en octubre 16 de 2015.

VALORES EN CUSTODIA

La Compañía no tiene valores en custodia.

MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y DIRECTIVOS

La tabla siguiente indica los nombres y municipios de residencia de los actuales miembros de junta directiva y ejecutivos directivos de la Compañía, sus respectivos cargos en la Compañía y la fecha en que fueron inicialmente nombrados o elegidos como miembros de junta directiva y/o directivos, y su(s) ocupación(es) principal(es) en los pasados cinco años.

| Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol | Miembro de junta directiva/Directivo desde | Ocupación principal durante los últimos cinco años |
|--|--|--|
| Charle Gamba ⁽³⁾ Presidente de la Junta Directiva, Presidente Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva Bogotá, Colombia | Octubre 30 de 2008 | Presidente Ejecutivo de Canacol. Actual miembro de junta directiva de Horizon Petroleum plc, Miramar Hydrocarbons Ltd. e Ikkuma Resources Corp. Anterior Vicepresidente de Exploración de Occidental Oil and Gas Company (“ Occidental ”) en Colombia. Geólogo en Jefe de Occidental en Ecuador y Geocientífico en Jefe de Occidental en Catar. Geólogo con más de 21 años de experiencia multidisciplinaria en la industria de petróleo y gas en Latinoamérica, el Medio Oriente, Norteamérica y el Sudeste Asiático, en Occidental Petroleum Corporation, Alberta Energy Company (EnCana), Canadian Occidental (Nexen), e Imperial Oil. |
| Michael Hibberd ⁽¹⁾⁽²⁾ Presidente y Miembro de Junta Directiva Calgary, Alberta, Canadá | Octubre 30 de 2008 | <p>Presidente de Junta Directiva y Presidente Ejecutivo de MJH Services Inc., una empresa de asesoría financiera corporativa establecida en 1995. Presidente de Junta Directiva de Greenfields Petroleum Corporation y Vicepresidente de Junta Directiva de Sunshine Oilsands Ltd. Actual miembro de junta directiva de Montana Exploración Corp., PanOrient Energy Corp. y PetroFrontier Corp.</p> <p>A través de MJH Services Inc., el Sr. Hibberd se ha involucrado en proyectos de privatización y explotación en Norteamérica, África, el Medio Oriente, Latinoamérica y Asia. Antes de 1995, el Sr. Hibberd trabajó 12 años en finanzas corporativas en ScotiaMcLeod y fue Alto Vicepresidente de Finanzas Corporativas y Miembro de la Junta Directiva.</p> |
| Jason Bednar Miembro de Junta Directiva y Vicepresidente Financiero Calgary, Alberta, Canadá | Octubre 30 de 2008 | <p>El Sr. Bednar es Contador Público con más de 18 años de experiencia profesional directa en la gestión financiera y reguladora de compañías de petróleo y gas que cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto, la Bolsa de Valores TSX Venture (TSXV) y la Bolsa de Valores Americana. El Sr. Bednar ha sido el Vicepresidente Financiero de varias compañías internacionales de exploración de petróleo y gas, en particular el Vicepresidente Financiero fundador de Pan Orient Energy Corp, una compañía de exploración del sudeste asiático que durante su cargo creció orgánicamente para operar 15.000 bbl/d y llegar a una capitalización de mercado de \$700 millones. Previamente formó parte de la junta directiva de varias compañías internacionalmente enfocadas en E&P, incluso como ex Presidente de la Junta Directiva de Gallic Energy Ltd. El Sr. Bednar empezó su carrera en la firma de contaduría de Brown Smith Owen en 1993 antes de pasar a roles de contralor financiero en compañías de producción de petróleo. El Sr. Bednar tiene un título universitario en Comercio de la Universidad de Saskatchewan.</p> |

| Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol | Miembro de junta directiva/Directivo desde | Ocupación principal durante los últimos cinco años |
|--|--|---|
| Stuart Hensman ⁽¹⁾⁽²⁾ Miembro de Junta Directiva Toronto, Ontario, Canadá | Noviembre 15 de 2007 | Presidente de la Junta de Directores de CI Funds, miembro de junta de RIFCO Inc., Trident Performance Corp., y Trident Performance Corp. II. Antes de 2003, el Sr. Hensman fue Presidente de la Junta Directiva y Presidente Ejecutivo de Scotia Capital (USA) Inc. El Sr. Hensman fue Director Administrativo (Capitales institucionales) en Scotia Capital Inc. (Londres) de 1987 a 1999. Antes de esto, tuvo una serie de cargos de análisis y administración de portafolios en Sun Life Assurance Co. de Canadá de 1981 a 1986. El Sr. Hensman tiene un título universitario en humanidades de la Universidad de Winnipeg y una Maestría en Ciencias de la Universidad de Loughborough. |
| David Winter ⁽³⁾ Miembro de Junta Directiva Calgary, Alberta, Canadá | Febrero 6 de 2009 | Presidente Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva de Miramar Hydrocarbons Ltd. y de Horizon Petroleum plc. Fue cofundador de Canacol. El Dr. Winter trae una experiencia internacional de 32 años en una variedad de cargos técnicos, administrativos y de liderazgo en Latinoamérica, el Medio Oriente, el Sudeste Asiático y el Mar del Norte del Reino Unido. Su experiencia fue obtenida al trabajar con British Petroleum, Sun Oil, Canadian Occidental (hoy Nexen), Alberta Energy Company (hoy EnCana), Calvalley Petroleum y Excelsior Energy Limited. El Dr. Winter tiene un título universitario en ciencias, una maestría de ciencias y un doctorado en Geología de las Universidades de Londres y Edinburgo. |
| Gregory D. Elliott ⁽³⁾ Miembro de Junta Directiva Broussard, Luisiana, EE.UU. | Diciembre 21 de 2012 | Presidente de Workstrings International. El Sr. Elliott comenzó su carrera en 1981 en Chevron cumpliendo con varias tareas de relacionadas con ingeniería de perforación. Se desempeñó como ingeniero de prueba de pozos y viajó con frecuencia a África, Europa y el Sudeste Asiático antes de unirse al equipo de Perforación Internacional de Chevron en 1989, en el cual planeó y perforó pozos en África, Europa, el Sudeste Asiático, Kazakistán y Suramérica. El Sr. Elliott continúa dirigiendo y haciendo crecer a Workstrings, actualmente la segunda compañía más grande de servicios rentados para campos petroleros en el mundo. El Sr. Elliott fue un miembro fundador de Geoproduction Oil and Gas Company, constituida en 2001. El Sr. Elliott obtuvo su título en Ingeniería de Petróleos en la Universidad Estatal de Luisiana. |

| Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol | Miembro de junta directiva/Directivo desde | Ocupación principal durante los últimos cinco años |
|---|--|---|
| Francisco Díaz Salazar ⁽¹⁾ Miembro de Junta Directiva Bogotá, Colombia | Enero 16 de 2015 | <p>Socio Directivo en Evolvere Capital, una firma de Capital Privado que maneja varias compañías de portafolio en Colombia y Latinoamérica. El Sr. Díaz también se desempeña en la junta de varias compañías de portafolio y que cotizan en bolsa en Latinoamérica. Desde 2004 hasta 2011 el Sr. Díaz fue Presidente y Director Ejecutivo de la Organización Corona, uno de los grupos privados más grandes en Colombia. Antes de su vinculación con Corona, trabajó en la Compañía Monsanto en San Luis, Misuri (1991 a 2003), donde ocupó varios cargos ejecutivos, entre ellos el de Presidente de la División Global de Ingredientes de Alimentos, Vicepresidente Corporativo de Estrategia Global en Chicago, IL, y Vicepresidente y Gerente General para Latinoamérica en Buenos Aires, Argentina.</p> <p>El Sr. Díaz recibió un título universitario de ciencias en Ingeniería Química de la Universidad Northeastern en Boston, Massachusetts, y tiene una maestría de ciencias en Administración de Negocios de la Escuela de Administración Arthur D. Little de Cambridge, Massachusetts. También es graduado del Programa Avanzado de Administración Ejecutiva de la Escuela de Administración J. L. Kellogg de la Universidad Northwestern.</p> |
| Alberto José Sosa Schlageter ⁽²⁾ Miembro de Junta Directiva Caracas, Venezuela | Octubre 16 de 2015 | <p>Presidente Ejecutivo de Corporación Digitel, una compañía de telecomunicaciones, y Presidente de la Junta Directiva de Cerámica Carabobo, una compañía manufacturera que opera en Venezuela. El Sr. Sosa Schlageter también presta sus servicios como miembro de junta de CAPCA, una refinería de azúcar, y de Fábrica Nacional de Vidrios, una empresa fabricante de botellas de vidrio.</p> <p>El Sr. Sosa Schlageter recibió un título en Administración de Empresas en 1983 de la Universidad Ohio Wesleyan en Ohio, EE.UU., y recibió un título de Maestría en Administración de Negocios de la Universidad de Denver en Colorado, EE.UU.</p> |
| Oswaldo Cisneros Miembro de Junta Directiva Caracas, Venezuela | Octubre 16 de 2015 | <p>Directivo de Cavengas Holdings S.R.L. y Presidente de Corporación Digitel, una compañía de telecomunicaciones, Maritime Contractors de Venezuela, una compañía de servicios de perforación de petróleo, Fábrica Nacional de Vidrios, una empresa fabricante de botellas de vidrio, y Central Azucarero Portuguesa, un ingenio azucarero. Previamente, el Sr. Cisneros prestó sus servicios como Presidente de Pepsi Cola Venezuela y de Telcel Celular, C.A., una socia de Bellsouth International. Actualmente presta sus servicios como miembro de junta directiva de Harvest Natural Resources Inc., una compañía de energía inscrita en la Bolsa de Valores de Nueva York dedicada a la adquisición, el desarrollo, la producción y la disposición de propiedades de petróleo y gas natural.</p> |

| Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol | Miembro de junta directiva/Directivo desde | Ocupación principal durante los últimos cinco años |
|---|--|--|
| Ravi Sharma Vicepresidente de Operaciones Bogotá, Colombia | Octubre 1 de 2015 | El Sr. Ravi Sharma tiene 30 años de experiencia en petróleo y gas natural en las Américas, el Medio Oriente, Rusia, Australasia y África. Ha ocupado cargos en el equipo directivo de importantes compañías de E&P en el mundo. Fue Líder de Producción y Operaciones de Afren Plc., Gerente Global de Ingeniería de Petróleos de BHP Billiton Petroleum, e Ingeniero Jefe Global de Yacimientos de Occidental Oil and Gas Corp. El Sr. Sharma tiene un título universitario de B. Sc. y M. Sc. en Ingeniería Mecánica de la Universidad de Alberta. |
| Mark Teare Vicepresidente de Exploración Calgary, Alberta, Canadá | Enero 12 de 2009 | El Sr. Teare tiene 30 años de experiencia en una serie de compañías internacionales importantes del sector energético en Brasil, Ecuador, Colombia, Argentina, Australia y Canadá. En el período de nueve años previo a vincularse a Canacol, el Sr. Teare tuvo una serie de cargos en la alta gerencia de EnCana Corporation, incluido el de Gerente de País para para Brasil, y Vicepresidente de Exploración y Empresas Conjuntas en Ecuador. El Sr. Teare también cumplió una variedad de roles técnicos de liderazgo en Alberta Energy Company en Australia, y Home Oil Company en Argentina y Canadá. El Sr. Teare tiene un título de maestría de ciencias en Geología de la Universidad de McGill, y tiene su base en la oficina principal de la Compañía en Calgary. |
| Luis Baena Vicepresidente Ejecutivo, Desarrollo de Negocios, Bogotá, Colombia | Febrero 6 de 2009 | Fundador y actual Vicepresidente Ejecutivo, Desarrollo de Negocios, de Canacol. Fue Presidente, Director Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva de Superview S.A., una compañía colombiana de telecomunicaciones vendida a Telmex. Fue representante colombiano de BGP, una compañía china de sísmica. El Sr. Baena es Doctor en Medicina, con título de Maestría en Asuntos Internacionales en Finanzas y Negocios de la Universidad de Columbia de Nueva York, y estudios doctorales en la Universidad Nova Southeastern en Administración de Negocios Internacionales. |
| Anthony Zaidi Vicepresidente de Desarrollo de Negocios y Asesor Legal y Secretario Corporativo de la Compañía Bogotá, Colombia | Noviembre 29 de 2011 | El Sr. Zaidi es un abogado y hombre de negocios con significativa experiencia en finanzas corporativas y en el sector minero y energético en Colombia. Antes de vincularse a Canacol, el Sr. Zaidi fue el Presidente y Asesor Legal de Carrao Energy Ltd., una compañía privada de exploración de petróleo y gas de la cual fue cofundador y cogerente hasta su adquisición por la Compañía en 2011. Antes de Carrao, fue directivo o miembro de junta directiva de varias compañías privadas y públicas, incluidas Integral Oil Services, Pacific Rubiales Energy, Petromagdalena Energy, Medoro Resources y otras, así como abogado de valores en Blake, Cassels & Graydon LLP. El Sr. Zaidi tiene un título de Juris Doctor de la Universidad de Toronto así como un título universitario en Comercio (Finanzas) de la Universidad de McGill. |

| Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol | Miembro de junta directiva/Directivo desde | Ocupación principal durante los últimos cinco años |
|---|--|--|
| Diego Carvajal Vicepresidente de Nuevas Empresas Bogotá, Colombia | Noviembre 29 de 2011 | El Sr. Carvajal es geólogo con más de 33 años de experiencia en actividades de E&P, principalmente en Colombia, pero también internacionalmente. Antes de vincularse a Canacol, el Sr. Carvajal fue Presidente Ejecutivo de Carrao Energy Ltd., una compañía privada de exploración de petróleo y gas de la cual fue cofundador y cogerente hasta su adquisición por la Compañía en 2011. Previamente fue Vicepresidente de Exploración de Ecopetrol (la compañía petrolera estatal de Colombia), responsable de todas las actividades de exploración en el país y en el extranjero. Antes de esto, el Sr. Carvajal trabajó para TEXACO y BP, tanto en Colombia como en el extranjero. El Sr. Carvajal ha sido Presidente de la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos de Petróleos (afiliada a la AAPG) y profesor del posgrado de Geociencia en la Universidad Nacional de Colombia. |
| Kevin Flick Vicepresidente de Mercados de Capital y Relaciones con Inversionistas Dallas, Texas, EE.UU. | Junio 1 de 2010 | El Sr. Flick tiene 16 años de experiencia multidisciplinaria en inversiones industriales y de capital. Antes de Canacol, fue VP de Desarrollo de Negocios y Relaciones con Inversionistas de TransAtlantic Petroleum, una compañía que cotiza en la Bolsa de Valores de Nueva York, con operaciones en Turquía. Antes de la industria de petróleo y gas, el Sr. Flick fue Director de Desarrollo de Negocios y VP Financiero para una compañía de internet inscrita en la NASDAQ y enfocada en América Latina. También fue miembro de junta directiva y asesor en reestructuraciones de varias empresas privadas en los sectores inmobiliario y de tecnología. Antes de pasar a la industria, el Sr. Flick fue Analista Financiero en Hicks, Muse, Tate & Furst, una gran compañía internacional de capital privado. Comenzó su carrera como Analista Financiero en Goldman Sachs y después como Alto Consultor Financiero en Ernst & Young Transaction Advisory Services. Tiene un título de BBA en Finanzas. |

Notas:

- (1) Indica que se trata de miembros del Comité de Auditoría.
- (2) Indica que se trata de miembros del Comité de Gobierno Corporativo y Remuneración.
- (3) Indica que se trata de miembros del Comité de Reservas.
- (4) Cada miembro de junta directiva debe ocupar su cargo hasta la siguiente asamblea general anual de Accionistas o hasta que su sucesor sea elegido o nombrado.

A marzo 23 de 2016, los miembros de junta directiva y directivos de Canacol, como grupo, son usufructuarios, directa o indirectamente, de aproximadamente 3.591.504 de las Acciones Ordinarias en circulación (aproximadamente el 3%). Oswaldo Cisneros, un miembro de junta directiva de la Compañía, es Directivo de Cavengas Holdings S.R.L., la cual es propietaria de 31.590.000 Acciones Ordinarias (19.8%) a marzo 23 de 2016.

Orden de cese de actividades corporativas o quiebras

Salvo por lo indicado más adelante, ningún miembro de junta directiva, directivo o accionista con un número de valores de la Compañía suficiente para afectar significativamente el control de la Compañía, dentro de los 10 años anteriores a la fecha de este Formulario de Información Anual, ha sido miembro de junta directiva o directivo ejecutivo de una compañía que, mientras la persona hubiere actuado en tal cargo,

- (a) haya sido objeto de una orden de cese de actividades o una orden similar, o una orden que negara a la Compañía en cuestión el acceso a alguna exención conforme a la legislación de valores, por un período de más de 30 días consecutivos;
- (b) haya estado sometida a un evento que haya tenido como resultado, después de que el miembro de junta directiva o directivo ejecutivo hubiere dejado de tener tal calidad, que la Compañía haya quedado sujeta a una orden de cese de actividades o una orden similar, o una orden que negara a la Compañía en cuestión el acceso a alguna exención conforme a la legislación de valores, por un período de más de 30 días consecutivos; o
- (c) haya quebrado, o haya hecho una propuesta conforme a cualquier legislación relacionada con quiebra o insolvencia, o haya estado sujeta a algún proceso, arreglo o compromiso con acreedores o lo haya iniciado, o haya tenido un administrador judicial, administrador de quiebra o síndico nombrado para tener sus activos, dentro del año siguiente a que la persona hubiere dejado de actuar en esa calidad.

Michael Hibberd fue un miembro de junta directiva independiente de Challenger Energy Corp. (“**Challenger**”) de diciembre 1 de 2005 a septiembre 16 de 2009. Challenger obtuvo una orden de protección de acreedores conforme a la *Ley sobre acuerdos de acreedores de sociedades* (Canadá), emitida por la Corte de la Reina, de Alberta, Distrito Judicial de Calgary, en febrero 27 de 2009. En junio 19 de 2009, Challenger anunció que había celebrado un arreglo que establecía la adquisición por parte de Canadian Superior Energy Inc. (“**Canadian Superior**”) de Challenger (0.51 de una acción ordinaria de Canadian Superior por cada acción ordinaria de Challenger).

El Sr. Hibberd fue previamente miembro de junta de Skope Energy Inc. (una compañía de petróleo y gas inscrita en la TSX), la cual comenzó un proceso ante la Corte de la Reina en Alberta bajo la *Ley de Acuerdos de Acreedores para Compañías (Canadá)* con el fin de implementar una reestructuración en noviembre de 2012, la cual culminó en febrero 19 de 2013.

Stuart Hensman fue previamente miembro de la junta directiva de Qwest Diversified Capital Corporation (“**Qwest**”), de junio 18 de 2013 a noviembre 3 de 2015. Qwest fue puesta bajo administración por un acreedor con garantía y MNP Ltd. of Calgary fue nombrada por la Corte de la Reina de Alberta para actuar como administradora con efecto desde noviembre 3 de 2015.

Charle Gamba y Jason Bednar fueron previamente miembros de junta directiva de Solimar Energy Limited (“**Solimar**”), de septiembre 12 de 2011 y octubre 10 de 2011, respectivamente, a diciembre 12 de 2014, fecha en la cual todos los miembros de junta directiva y directivos renunciaron. En diciembre 3 de 2015, diciembre 8 de 2015 y diciembre 21 de 2015, se declaró la cesación de la negociación de las acciones ordinarias de Solimar por la Comisión de Valores de Alberta, la Comisión de Valores de Columbia Británica y la Comisión de Valores de Ontario, respectivamente, como consecuencia de la incapacidad de Solimar de radicar varios documentos continuos de revelación, incluidos los estados financieros intermedios anuales y los informes relacionados de discusión y análisis de la administración para el período de tres meses terminado en septiembre 30 de 2014, junto con la certificación relacionada de las radicaciones.

Quiebras personales

En los 10 años anteriores a la fecha de este Formulario de Información Anual, ningún miembro de junta directiva, directivo o accionista titular de un número de valores de la Compañía suficiente para afectar significativamente el control de la misma, ha quebrado, ni hecho una propuesta conforme a una legislación relativa a quiebras o insolvencia, ni ha sido sometido o ha iniciado un proceso, arreglo o compromiso con acreedores, ni le ha sido nombrado un administrador judicial, administrador de quiebra o síndico para tener los activos de esa persona.

Penalidades o sanciones

Ningún miembro de junta directiva, directivo o accionista titular de un número de valores de la Compañía suficiente para afectar significativamente el control de la misma ha sido sujeto de:

- (a) penalidades o sanciones impuestas por una corte en relación con leyes bursátiles o por una autoridad reguladora de valores, o un acuerdo de transacción celebrado con una autoridad reguladora de valores; o
- (b) alguna otra penalidad o sanción impuesta por una corte o un cuerpo regulador que probablemente sería considerada importante por parte de un inversionista razonable al tomar una decisión de inversión.

Conflictos de interés

Algunos miembros de junta directiva y directivos de la Compañía y sus subsidiarias están relacionados con otros emisores reportantes u otras Compañías lo cual puede dar lugar a conflictos de interés. De acuerdo con las leyes de sociedades, los miembros de junta directiva que tengan un interés importante o cualquier persona que sea parte en un contrato importante o un contrato importante propuesto con la Compañía deben, con sujeción a ciertas excepciones, revelar tal interés y en general abstenerse de votar en relación con cualquier resolución para aprobar el contrato. Además, los miembros de junta directiva

deben actuar honestamente y de buena fe, con los mejores intereses de la Compañía en la mira. Algunos miembros de junta directiva de la Compañía tienen otro empleo u otras restricciones de tiempo o de negocio a las que están sujetos y, en consecuencia, solo pueden dedicar parte de su tiempo a los asuntos de la Compañía. En especial, algunos miembros de junta directiva y directivos ocupan cargos gerenciales y/o como miembros de junta directiva en otras compañías de petróleo y gas cuyas operaciones pueden en algún momento proveer financiación o hacer inversiones de capital en competidores de la Compañía. Los conflictos, si los hay estarán sujetos a los procedimientos y recursos disponibles conforme a la ABCA. La ABCA establece que en el evento de que un miembro de junta directiva tenga un interés en un contrato o un contrato o acuerdo propuesto, deberá revelar su interés en tal contrato o acuerdo y deberá abstenerse de votar sobre todo asunto con respecto a tal contrato o acuerdo, a menos que la ABCA disponga otra cosa.

INFORMACIÓN DEL COMITÉ DE AUDITORÍA

El Comité de Auditoría es un comité de la Junta Directiva al cual la Junta Directiva delega su responsabilidad de supervisar el proceso de reporte financiero. El Comité de Auditoría también es responsable de administrar, en nombre de los accionistas, la relación entre la Compañía y el auditor externo.

Conforme al NI 52-110, la Compañía debe revelar cierta información con respecto a su Comité de Auditoría, según se resume a continuación.

Términos de referencia del Comité de Auditoría

La Compañía, conforme al NI 52-110, debe tener un documento de creación escrito que determine los deberes y las responsabilidades de su Comité de Auditoría. Los términos de referencia del Comité de Auditoría se adjuntan a este documento como Apéndice C.

Composición del Comité de Auditoría

Los siguientes son los miembros del Comité de Auditoría:

| | | |
|--------------------------------|------------------------------|--|
| Michael Hibberd ⁽¹⁾ | Independiente ⁽²⁾ | Financieramente letrado ⁽²⁾ |
| Stuart Hensman | Independiente ⁽²⁾ | Financieramente letrado ⁽²⁾ |
| Francisco Díaz | Independiente ⁽²⁾ | Financieramente letrado ⁽²⁾ |

Notas:

- (1) Presidente del Comité de Auditoría.
- (2) Según la definición del NI 52-110.

Educación y experiencia pertinentes

Todos los miembros del Comité de Auditoría han estado directamente involucrados en la preparación de los estados financieros, o la radicación de estados financieros trimestrales y anuales, o la relación con auditores, o han sido miembros del Comité de Auditoría. Todos

los miembros tienen la capacidad de leer, analizar y entender las complejidades que rodean la emisión de estados financieros.

Michael Hibberd, B.A., M.B.A. y LL.B

El Sr. Hibberd es Presidente de Junta Directiva y Presidente Ejecutivo de MJH Services Inc., una empresa de asesoría financiera corporativa establecida en 1995; Presidente de Junta Directiva de Greenfields Petroleum Corporation; Vicepresidente de Junta Directiva de Sunshine Oilsands Ltd; actual miembro de junta directiva de Montana Exploración Corp., PanOrient Energy Corp. y PetroFrontier Corp.; ex Presidente de Junta Directiva de Heritage Oil Plc y Heritage Oil Corporation; y ex miembro de junta directiva de Avalite Inc., Challenger Energy Corp., Deer Creek Energy, Iteration Energy Ltd., Rally Energy Corp., Sagres Energy, Skope Energy Inc. y Zapata Energy Company. El Sr. Hibberd dedicó 12 años a las finanzas corporativas en ScotiaMcLeod y fue Vicepresidente de Finanzas Corporativas y Miembro de Junta Directiva.

Stuart Hensman, B.A. y M.Sc.

El Sr. Hensman es Presidente de la Junta de Directores de CI Funds, miembro de junta de RIFCO Inc., Trident Performance Corp., y Trident Performance Corp. II. Antes de 2003, el Sr. Hensman fue Presidente de la Junta Directiva y Presidente Ejecutivo de Scotia Capital (USA) Inc. El Sr. Hensman fue Director Administrativo (Capitales Institucionales) en Scotia Capital Inc. (Londres) de 1987 a 1999. Antes de esto, tuvo una serie de cargos de análisis y administración de portafolios en Sun Life Assurance Co. de Canadá de 1981 a 1986.

Francisco Díaz, B.Sc., M.Sc.

El Sr. Díaz es Socio Directivo en Evolvere Capital, una firma de Capital Privado que maneja varias compañías de portafolio en Colombia y Latinoamérica. El Sr. Díaz también se desempeña en la junta de varias compañías de portafolio y que cotizan en bolsa en Latinoamérica. Desde 2004 hasta 2011 el Sr. Díaz fue Presidente y Director Ejecutivo de la Organización Corona, uno de los grupos privados más grandes en Colombia. Antes de su vinculación con Corona, trabajó en la Compañía Monsanto en San Luis, Misuri (1991 a 2003), donde ocupó varios cargos ejecutivos, entre ellos el de Presidente de la División Global de Ingredientes de Alimentos, Vicepresidente Corporativo de Estrategia Global en Chicago, IL, y Vicepresidente y Gerente General para Latinoamérica en Buenos Aires, Argentina. El Sr. Díaz recibió un título universitario de ciencias en Ingeniería Química de la Universidad Northeastern en Boston, Massachusetts, y tiene una maestría de ciencias en Administración de Negocios de la Escuela de Administración Arthur D. Little de Cambridge, Massachusetts. También es graduado del Programa Avanzado de Administración Ejecutiva de la Escuela de Administración J. L. Kellogg de la Universidad Northeastern.

Uso de ciertas exenciones

La Compañía en ningún momento, desde el inicio de su año financiero terminado más recientemente, ha recurrido al uso de:

- (a) la exención en la sección 2.4 del NI 52-110 (Servicios menores que no son de auditoría);
- (b) la exención en la sección 3.2 del NI 52-110 (Ofertas públicas iniciales);
- (c) la exención en la sección 3.4 del NI 52-110 (Eventos fuera del control de los miembros);
- (d) la exención en la sección 3.5 del NI 52-110 (Muerte, incapacidad o renuncia de miembros del Comité de Auditoría); o
- (e) una exención al NI 52-110, en todo o en parte, otorgada conforme a la Parte 8 del NI 52-110.

Uso de la exención de la subsección 3.3(2) o la sección 3.6

La Compañía en ningún momento, desde el inicio de su año financiero terminado más recientemente, ha recurrido al uso de:

- (a) la exención en la subsección 3.3(2) del NI 52-110 (Compañías controladas); o
- (b) la exención en la sección 3.6 del NI 52-110 (Exención temporal para circunstancias limitadas y excepcionales).

Uso de la sección 3.8

La Compañía en ningún momento, desde el inicio de su año financiero terminado más recientemente, ha recurrido al uso de la sección 3.8 del NI 52-110 (Adquisición de conocimiento financiero).

Supervisión del Comité de Auditoría

En ningún momento, desde el inicio del año financiero más recientemente terminado de la Compañía, la Junta Directiva ha dejado de adoptar una recomendación del Comité de Auditoría sobre el nombramiento o la remuneración de un auditor externo.

Políticas y procedimientos de preaprobación

El Comité de Auditoría ha adoptado políticas y procedimientos específicos para la contratación de servicios distintos a auditoría según lo descrito más adelante bajo el encabezado “*Audidores externos*” en los términos de referencia del Comité de Auditoría adjuntos a este documento como Apéndice C.

Cargos por servicios de los auditores externos

Los cargos totales facturados por los auditores externos de la Compañía en cada uno de los dos últimos años fiscales, por auditoría y otros conceptos, son los siguientes:

| Año financiero terminado en | Honorarios de auditoría⁽¹⁾ | Honorarios relacionados con auditoría⁽²⁾ | Honorarios por impuestos⁽³⁾ | Otros honorarios⁽⁴⁾ |
|--|--|--|---|---------------------------------------|
| Período fiscal de seis meses terminado en diciembre 31 de 2015 | \$331,744 | \$7,853 | \$135,016 | 0 |
| Período fiscal de doce meses terminado en junio 30 de 2015 | \$525,641 | \$43,562 | \$259,007 | 0 |
| Período fiscal de doce meses terminado en junio 30 de 2014 | \$542,344 | \$89,164 | \$458,765 | 0 |

Notas:

- (1) Los honorarios de auditoría incluyen los honorarios necesarios para realizar la auditoría anual y las revisiones trimestrales de los estados financieros consolidados de la Compañía. Los honorarios de auditoría incluyen los honorarios por la revisión de normas tributarias y consultas contables en materias reflejadas en los estados financieros. Los honorarios de auditoría también incluyen auditoría y otros servicios de verificación requeridos por la ley o la reglamentación, tales como cartas de afirmación de ausencia de variaciones sustanciales, consentimientos, revisiones relativas a trámites bursátiles y auditorías de revisoría fiscal.
- (2) Los honorarios relacionados con auditoría incluyen los servicios que son tradicionalmente prestados por el auditor. Estos servicios relacionados con auditoría incluyen auditorías de beneficios de empleados, asistencia en procesos de investigación con debida diligencia, consultas contables sobre transacciones proyectadas, revisiones de control interno y servicios de auditoría o verificación no requeridos por la ley o la reglamentación.
- (3) Los honorarios por impuestos incluyen los honorarios por todos los servicios tributarios distintos a los incluidos en los honorarios de auditoría y los honorarios relacionados con la auditoría. Esta categoría incluye honorarios por cumplimiento tributario, planeación tributaria y asesoría tributaria.
- (4) Los otros honorarios incluyen los honorarios por productos y servicios prestados por el Auditor distintos a los indicados arriba.

PROCESOS LEGALES Y ACCIONES DE ENTES REGULADORES

Salvo por lo indicado en este documento, no hay procesos legales importantes en los cuales la Compañía sea parte o en los que alguna de sus propiedades sea el objeto y no hay procesos conocidos por la Compañía por considerar. Además, no hubo penalidades ni sanciones impuestas a la Compañía por una corte en relación con la legislación bursátil o por una autoridad reguladora de valores durante el año terminado en diciembre 31 de 2015; no fueron impuestas otras penalidades o sanciones por una corte o un cuerpo regulador a la Compañía, las cuales pudieran probablemente ser consideradas importantes para un inversionista razonable al tomar su decisión de inversión; y no se celebraron acuerdos de transacción por parte de la Compañía con una corte en relación con la legislación bursátil o con una autoridad reguladora de valores durante el año terminado en diciembre 31 de 2015.

Canacol Colombia y Sintana Energy han iniciado procesos arbitrales paralelos en relación con COR-11 y COR-39. En marzo 30 de 2015 el contrato de cesión de participación entre Canacol Colombia y Sintana Energy terminó como una consecuencia de los incumplimientos por parte de Sintana Energy de los acuerdos aplicables. Canacol Colombia está procurando obtener las siguientes compensaciones contra Sintana Energy:

- (a) Indemnización por daños liquidados en el monto de USD \$38.255.847,34.
- (b) Alternativamente, daños generales y especiales por incumplimientos de los acuerdos de cesión de participación aplicables y por incumplimiento del deber de buena fe en el monto de USD \$38.255.847,34.
- (c) Intereses, conforme al Artículo 13 del acuerdo aplicable.
- (d) Costos del arbitramento incluidos, sin que se limite a ellos, los costos legales; y
- (e) cualquier reparación mayor o distinta que el árbitro estime justificada.

Sintana Energy alega que Canacol Colombia incumplió los acuerdos y busca indemnización de perjuicios. Las pretensiones de los arbitramentos están siendo tramitadas en un único proceso. El arbitramento se tramita privadamente de acuerdo con los términos de los respectivos contratos entre las partes y la *Ley de Arbitramento* (Alberta). El arbitramento se surtirá en Calgary, Alberta. A la fecha del presente documento, la composición del panel de tres árbitros no ha sido determinada, ni se ha fijado fecha para audiencia.

INTERÉS DE LA ADMINISTRACIÓN Y OTROS EN TRANSACCIONES IMPORTANTES

Salvo por lo indicado en este documento, o lo previamente revelado, la Compañía no tiene conocimiento de ningún interés importante, directo o indirecto, mediante el usufructo de valores o de otra forma, de un miembro de junta directiva o un directivo ejecutivo o cualquier Accionista que posea más del 10% de las Acciones Ordinarias o cualquier asociado o filial de cualquiera de los anteriores, en una transacción dentro de los tres años financieros más recientemente terminados o durante el año financiero corriente, o cualquier transacción propuesta o en curso de la Compañía que la haya afectado o que vaya a afectarla significativamente.

AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADORES

El agente de transferencia y registrador de las Acciones Ordinarias es Computershare Trust Company de Canadá en sus oficinas principales en Calgary, Alberta, y Toronto, Ontario.

CONTRATOS IMPORTANTES

No hay contratos importantes celebrados por Canacol en el año financiero más recientemente terminado o antes del año financiero más recientemente terminado que estén aún en efecto, distintos a los contratos celebrados en el curso ordinario del negocio.

PARTICIPACIÓN DE EXPERTOS

No hay una persona o compañía, distinta a DeGolyer y Petrotech, las evaluadoras independiente de reservas de la Compañía, y Deloitte LLP, los auditores de la Compañía, cuya profesión o cuyo negocio dé autoridad a una declaración hecha por aquella persona o compañía, nombrada como involucrada en la preparación o certificación de un estado, informe o valoración descrito, incluido o señalado como referencia en una radicación hecha conforme al NI 51-102 por parte de la Compañía durante o en relación con el año financiero más recientemente terminado de la Compañía.

A la fecha de este documento, los principales evaluadores de reservas de DeGolyer, como grupo, son usufructuarios, directos o indirectos, de menos de un 1% de las Acciones Ordinarias en circulación.

A la fecha de este documento, los principales evaluadores de reservas de Petrotech, como grupo, son usufructuarios, directos o indirectos, de menos de un 1% de las Acciones Ordinarias en circulación.

Deloitte LLP, Contadores Públicos Profesionales, es el auditor externo de Canacol y es independiente de acuerdo con las Reglas de Conducta Profesional del Instituto de Contadores Públicos Profesionales de Alberta, Canadá.

FACTORES DE RIESGO

Un inversionista potencial debe considerar cuidadosamente los factores que se indican a continuación al decidir si invierte en los valores de Canacol. La inversión en valores de Canacol es apropiada solamente para aquellos inversionistas que están dispuestos a arriesgar la pérdida de toda su inversión. Los inversionistas deben confiar en la habilidad, el conocimiento, el juicio, la discreción, la integridad y la buena fe de la administración de Canacol. La inversión en los valores de Canacol es especulativa e involucra un alto grado de riesgo debido a la naturaleza de la participación de Canacol en el negocio de exploración de petróleo y gas natural. A continuación se señalan ciertos factores de riesgo relacionados con el negocio de Canacol, los cuales deben ser considerados cuidadosamente por potenciales inversionistas antes de decidir sobre la compra de valores de Canacol. El siguiente es solo un resumen de ciertos factores de riesgo, está sujeto en su integridad a reservas en referencia a la información detallada que se incluye en otras partes de este Formulario de Información Anual, y debe ser leído en conjunto con dicha información.

Generales

Riesgo político

Los proyectos principales de la Compañía están situados en Colombia y Ecuador. En esa medida, la Compañía está sujeta a ciertos riesgos, incluidas las fluctuaciones de monedas y la posible inestabilidad política o económica. Además, las actividades de exploración y

producción de la Compañía pueden verse afectadas en varios grados por la estabilidad política y las regulaciones gubernamentales para la industria.

Un conflicto armado de 50 años entre fuerzas del gobierno y grupos insurgentes contrarios al gobierno y grupos paramilitares ilegales, ambos presuntamente financiados por el narcotráfico, continúa en Colombia. Los insurgentes continúan atacando a civiles y la actividad violenta de la guerrilla continúa en varias partes del país. La región de Caguán-Putumayo ha sido propensa a actividad de la guerrilla en el pasado. Los oleoductos también han sido blancos, incluido el Oleoducto Transandino de exportación, el cual transporta petróleo desde la región del Putumayo. La Cuenca Catatumbo limita con Venezuela e históricamente ha sido un área de alto riesgo de seguridad donde continúa la actividad de la guerrilla. La Compañía tiene operaciones significativas en la región de Caguán-Putumayo. Desde agosto de 2012 ha habido negociaciones de paz entre el gobierno colombiano y la guerrilla de las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia (FARC). El intento del presidente, Juan Manuel Santos, de terminar el conflicto de 50 años, busca traer más fortaleza institucional y desarrollo, especialmente a las regiones rurales. Se percibe que el mayor desafío del gobierno es asegurar que las negociaciones lleven a una paz duradera y que los miembros desmovilizados de las FARC vuelvan a la vida civil, en vez de que se reorganicen en bandas criminales. Los intentos continuados de reducir o prevenir la actividad de la guerrilla pueden no ser exitosos y la actividad de la guerrilla puede interrumpir las operaciones en el futuro.

La Compañía puede no ser capaz de establecer o mantener la seguridad de sus operaciones y su personal en Colombia y esta violencia puede afectar las operaciones en el futuro. Las inquietudes continuadas o aumentadas en materia de seguridad en Colombia también pueden tener como efecto una pérdida significativa para la Compañía y/o los costos pueden superar las expectativas actuales. Adicionalmente, la percepción de que los problemas no han mejorado en Colombia puede obstruir la capacidad de la Compañía para acceder a capital en forma oportuna o rentable. Todos los cambios de regulación o de actitudes políticas están más allá del control de la Compañía y pueden afectar adversamente su negocio. La exploración puede verse afectada en varios grados por las regulaciones del gobierno con respecto a restricciones en la explotación y producción futura, controles de precios, controles de exportaciones, controles de cambios de divisas, impuestos de renta, expropiación de bienes, ley ambiental y seguridad de los sitios.

Las operaciones de la Compañía también pueden ser adversamente afectadas por leyes y políticas de Canadá que afecten el comercio, los impuestos y la inversión extranjeros. En el evento de una controversia surgida en relación con las operaciones de la Compañía en el extranjero, la Compañía puede quedar sujeta a la jurisdicción exclusiva de tribunales extranjeros o puede no tener éxito en someter a personas extranjeras a la jurisdicción de las cortes de Canadá o en hacer efectivos los fallos canadienses en otras jurisdicciones. La Compañía también puede verse impedida o imposibilitada para hacer cumplir sus derechos frente a un organismo gubernamental debido a la doctrina de inmunidad soberana. De acuerdo con ello, las actividades de exploración, desarrollo y producción de la Compañía en jurisdicciones extranjeras en las cuales opera podrían verse sustancialmente afectadas

por factores más allá del control de la Compañía, cualquiera de los cuales podría tener un efecto adverso significativo para la Compañía.

Relaciones de Estados Unidos con Colombia

Colombia está entre varias naciones cuyo progreso en reprimir la producción y el tránsito de drogas ilegales está sujeto a una certificación anual del Presidente de Estados Unidos de América. Aunque Colombia tiene vigente la certificación, no hay seguridad de que en el futuro recibirá la certificación o una dispensa en interés nacional. El no recibo de la certificación o la dispensa en interés nacional puede llevar a cualquiera de los siguientes resultados: toda ayuda bilateral, salvo la ayuda antidrogas y la ayuda humanitaria, sería suspendida; el Banco Export-Import de Estados Unidos y la Corporación de Inversión Privada en el Exterior podrían no aprobar la financiación de nuevos proyectos en Colombia; a los representantes de Estados Unidos en instituciones crediticias multilaterales se les exigiría votar en contra de todas las solicitudes de préstamos de Colombia, aunque tales votos no constituirían vetos, y el Presidente de Estados Unidos y el Congreso conservarían el derecho de aplicar sanciones comerciales futuras.

Cada una de estas consecuencias podría tener como resultado consecuencias económicas adversas en Colombia y además podría aumentar los riesgos políticos y económicos relacionados con las operaciones allí. Todo cambio en los titulares de cargos importantes en el gobierno podría tener consecuencias adversas para la relación de la Compañía con la ANH y la capacidad del gobierno colombiano de controlar las actividades de la guerrilla y podría exacerbar los factores relacionados con las operaciones extranjeras de la Compañía. Toda sanción impuesta a Colombia por el gobierno de Estados Unidos podría amenazar la capacidad de la Compañía de obtener la financiación necesaria para desarrollar sus propiedades en Colombia. No hay seguridad de que Estados Unidos no impondrá sanciones a Colombia en el futuro, ni puede predecirse el efecto que puedan tener estas sanciones en Colombia.

Perturbación e inestabilidad social

Las operaciones importantes de la Compañía están en Colombia y Ecuador. Las Compañías que operan en la industria del petróleo y el gas en estos países han experimentado diversos grados de interrupciones a sus operaciones como resultado de la inestabilidad social y las interrupciones laborales. Por ejemplo, en enero de 2012, ciertas compañías que operan en la Cuenca de los Llanos en Colombia pospusieron su programa de perforación de exploración debido a bloqueos en carreteras y alteraciones civiles a lo largo de la principal vía de acceso al bloque por grupos con quejas contra los operadores en el área y no la Compañía.

La compañía no puede dar seguridad de que este tipo de inestabilidad social o interrupción laboral no se experimentará en el futuro. En este momento no se sabe cuál puede ser el impacto potencial de la inestabilidad social, las interrupciones laborales y la falta de orden público en el futuro para la industria del petróleo y el gas en Colombia y Ecuador, y para

las operaciones de la Compañía en especial. La incertidumbre puede afectar las operaciones en formas impredecibles, incluidas las interrupciones de insumos de combustibles y mercados, la capacidad para trasladar equipos tales como torres de perforación de un sitio al otro, o la interrupción de instalaciones de infraestructura, incluidos los oleoductos, las instalaciones de producción, las vías públicas, y las estaciones de descargue pueden ser blancos o experimentar efectos colaterales como consecuencia de la inestabilidad social, las disputas laborales o las protestas. La Compañía puede sufrir pérdida de producción, o puede tener que asumir costos significativos en el futuro para proteger los activos de la Compañía contra tales actividades, asumir cargos de mantenimiento de equipos varados o inactivos, o remediar daños potenciales a las instalaciones de la Compañía. No hay seguridad de que la Compañía tendrá éxito en protegerse contra estos riesgos y las consecuencias financieras relacionadas con ellos. Además, estos riesgos pueden no ser asegurable en ninguna medida en el evento de que la Compañía sufra daños.

Precios fluctuantes

Los precios del petróleo y el gas tienen un impacto directo en los ingresos de la Compañía y están sujetos a fluctuaciones volátiles de precios. Se espera que los ingresos de la Compañía deriven en buena parte de la extracción y venta de petróleo y gas natural. El precio del petróleo es afectado por numerosos factores que están más allá del control de la Compañía, entre los cuales están las tendencias políticas y económicas internacionales, las expectativas de inflación, las guerras, las fluctuaciones de cambios de divisas, las tasas de interés, los patrones de consumo globales o regionales, las actividades especulativas y el incremento de la producción debido a nuevos desarrollos para extracción y métodos mejorados de extracción y producción. Toda caída sustancial en los precios del petróleo o el gas natural puede tener un efecto adverso significativo en la Compañía y el nivel de sus reservas de petróleo y gas natural.

Los eventos y las condiciones de los mercados, incluidas las interrupciones en los mercados crediticios internacionales y otros sistemas financieros y los niveles de deuda soberana americana y europea han producido una significativa volatilidad en los precios de los productos básicos. Toda disminución de los precios del petróleo y el gas natural puede tener como resultado típico una reducción del ingreso neto por producción de la Compañía y puede cambiar las condiciones económicas de producción en ciertos pozos, lo cual puede tener como resultado una reducción del volumen de las reservas de la Compañía. Toda caída sustancial de precios del petróleo crudo o el gas natural también puede tener como efecto una demora o cancelación de perforaciones actuales o futuras, programas de desarrollo o construcción, o un recorte de producción. Todos estos factores pueden tener como resultado una disminución significativa en el ingreso neto por producción, los flujos de caja y la rentabilidad de la Compañía, lo cual puede causar una reducción en sus actividades de adquisición y desarrollo de petróleo y gas. Además, los préstamos bancarios disponibles para la Compañía pueden en parte estar determinados por la base de préstamo de la Compañía. Una disminución sostenida importante en los precios con respecto a los precios promedio históricos puede reducir aún más esa base de préstamo y, por lo tanto,

reducir el crédito bancario disponible, e igualmente puede hacer necesario que una porción de la deuda con bancos, si la hay en el momento, sea pagada.

Se espera que los precios del petróleo y el gas natural permanezcan volátiles en el cercano futuro debido a las incertidumbres del mercado sobre la oferta y la demanda de estos productos básicos por el estado actual de las economías mundiales, las sanciones impuestas por otros países a algunas naciones productoras de petróleo, y las actuales inquietudes en relación con el crédito y la liquidez. Los precios volátiles del petróleo y el gas natural hacen difícil estimar el valor de las propiedades productivas, en tanto que los compradores y vendedores tienen dificultad para acordar tales valores. La volatilidad de los precios también dificulta hacer presupuestos y proyectar el retorno en adquisiciones y proyectos de desarrollo y explotación.

De vez en cuando la Compañía ha celebrado y puede celebrar en el futuro acuerdos para recibir precios fijos por su producción de petróleo y gas natural para compensar el riesgo de pérdida de ingresos si los precios de productos básicos caen; sin embargo, si los precios de productos básicos aumentan más allá de los niveles establecidos en tales acuerdos, la Compañía no se beneficiará de tales aumentos. Además, en la medida en que Canacol se dedique a actividades de administración de riesgos relacionadas con los precios de productos básicos, estará sujeta a riesgos de crédito relacionados con las contrapartes con las cuales contrate. Además, no hay garantía de que algunos gobiernos, como el gobierno de Ecuador, no renegocien los precios de tarifa en ciertos contratos de precio fijo en un ambiente de bajos precios del petróleo.

Estimados de reservas

Hay numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de las cantidades de reservas probadas, probables y posibles y los flujos de caja que se derivarán de ellas, incluidos varios factores por fuera del control de Canacol. La información de reservas y flujos de caja incluida en este Formulario de Información Anual representa estimados solamente. Las reservas y los flujos de caja netos futuros estimados de las propiedades de Canacol han sido evaluados independientemente por DeGolyer a la fecha efectiva de diciembre 31 de 2015. Estas evaluaciones incluyen una serie de supuestos relacionados con factores tales como tasas iniciales de producción, tasas de disminución de producción, obtención final de las reservas, oportunidad y monto de los gastos de capital, posibilidad de comercializar la producción, precios futuros del petróleo y el gas natural, costos operacionales, valores de abandono y salvamento, regalías y otras cargas gubernamentales que pueden imponerse por toda la vida productiva de las reservas. Estos supuestos se basaron en proyecciones de precios para cada jurisdicción en la cual Canacol tiene reservas en uso en la fecha de elaboración de las respectivas evaluaciones, y varios de estos supuestos están sujetos a cambios y están fuera del control de Canacol. La producción real y los flujos de caja derivados de ella variarán con respecto a estas evaluaciones, y tales variaciones pueden ser significativas. Debido a la historia limitada de los pozos productivos de Canacol, las reservas han sido estimadas sobre una base volumétrica.

El valor presente de los flujos de caja netos futuros estimados a que se hace referencia en este documento no debe ser interpretado como el valor corriente de mercado de las reservas estimadas de petróleo y gas natural atribuibles a las propiedades de Canacol. Los flujos de caja futuros descontados estimados provenientes de las reservas se basan en estimados de precios y costos que pueden variar frente a los precios y costos reales, y tal variación puede ser significativa. Los flujos de caja futuros reales también se verán afectados por factores tales como el monto y la oportunidad de la producción real, la oferta y la demanda de petróleo y gas natural, reducciones o aumentos de consumo por parte de los compradores y cambios en regulaciones gubernamentales o en la tributación.

Financiación adicional

Dependiendo de los planes futuros de exploración, desarrollo, adquisición y desinversión, Canacol puede requerir financiación adicional. La capacidad de Canacol de hacer arreglos para tal financiación en el futuro dependerá en parte de las condiciones predominantes del mercado de capitales, los riesgos vinculados a las operaciones internacionales, y el desempeño empresarial de Canacol. Las fluctuaciones periódicas de los precios de la energía pueden afectar las políticas de préstamo de las entidades crediticias de Canacol para nuevos préstamos, si estuvieren disponibles. Esto a su turno puede limitar los prospectos de crecimiento en el corto plazo o incluso puede hacer que Canacol destine flujo de caja o disponga de propiedades o consiga nuevo capital para continuar sus operaciones en circunstancias de precios de energía decrecientes, resultados de perforaciones decepcionantes, o trastornos económicos o políticos en países extranjeros. No hay garantía de que Canacol tendrá éxito en sus esfuerzos de obtener financiación adicional en condiciones satisfactorias para ella. Esto puede complicarse además por una liquidez limitada en el mercado para acciones de compañías más pequeñas, lo cual puede restringir el acceso a algunos inversionistas institucionales. Si se obtiene financiación adicional mediante la emisión de acciones en reserva de Canacol, el control de Canacol puede cambiar y los accionistas pueden sufrir una dilución adicional.

De vez en cuando Canacol puede celebrar transacciones para adquirir activos o acciones de otras compañías. Estas transacciones pueden ser financiadas parcial o totalmente mediante deuda, lo cual puede incrementar temporalmente los niveles de deuda de Canacol por encima de los estándares de la industria.

Riesgos de industria

Entre los factores competitivos en la distribución y la comercialización de petróleo y gas están los métodos de fijación de precios y la confiabilidad en la entrega. La industria del petróleo y el gas natural es intensamente competitiva y Canacol compite con otras compañías que tienen más recursos técnicos y financieros. Varios de estos competidores no solo exploran y producen petróleo y gas natural, sino que también llevan a cabo operaciones de refinación y comercialización de petróleo y otros productos a nivel internacional. Generalmente hay competencia intensa por la adquisición de propiedades con recursos que se considera que tienen potencial comercial. Los precios pagados tanto por el petróleo y el

gas natural producidos están sujetos a fluctuaciones de mercado y afectan directamente la rentabilidad de la producción de las reservas de petróleo y gas natural que puedan ser adquiridas o desarrolladas por Canacol. No hay seguridad de que Canacol podrá competir exitosamente contra sus competidores.

El impacto de la volatilidad de los precios de productos básicos en la industria de petróleo y gas natural es significativo. Durante períodos de altos precios, los productores generan flujos de caja suficientes para adelantar programas activos de exploración sin capital externo. El aumento de los precios de productos básicos con frecuencia se traduce en períodos muy atareados para los proveedores de servicios y costos disparados por sus servicios. La compra de tierras y propiedades igualmente aumenta en precio durante estos períodos. Durante períodos de precios de productos básicos bajos, los costos de adquisición caen, así como los fondos internamente generados para actividades de exploración y desarrollo. Con una demanda disminuida, los precios de los distintos proveedores de servicios también pueden declinar.

La exploración de petróleo y gas natural involucra un alto grado de riesgo y no hay garantía de que los gastos en actividades futuras de exploración o desarrollo hechos por parte de Canacol tendrán como resultado descubrimientos de petróleo o gas natural comercial o económicamente viables. Es difícil proyectar los costos de implementación de cualquier programa de perforación exploratoria debido a las incertidumbres inherentes de la exploración en formaciones desconocidas, los costos relacionados con el hallazgo de diversas condiciones de perforación tales como zonas con sobrepresión y herramientas perdidas en el agujero, y cambios en planes y lugares de perforación como resultado de pozos exploratorios previos o datos sísmicos adicionales e interpretaciones de los mismos.

Las operaciones de Canacol están sujetas a todos los riesgos normalmente vinculados a la exploración, el desarrollo y la operación de propiedades de petróleo y gas natural y la perforación de pozos de petróleo y gas natural, los cuales incluyen el hallazgo de formaciones o presiones inesperadas, las disminuciones prematuras de yacimientos, el daño ambiental potencial, los reventones, la formación de cráteres, los incendios y derrames, todo lo cual puede tener como resultado lesiones personales, pérdida de vidas y daños a propiedades de Canacol y de terceros. De conformidad con la práctica habitual de la industria, Canacol tiene cobertura de seguro, pero no está totalmente cubierta contra todos los riesgos, y no todos los riesgos son asegurable.

Las actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural dependen de la disponibilidad de equipo de sísmica, perforación y otro equipo especializado en las áreas específicas en que tales actividades deben ser llevadas a cabo. La demanda de ese equipo limitado o las restricciones de acceso pueden afectar la disponibilidad de ese equipo para Canacol y pueden demorar las actividades de exploración y desarrollo.

Exploración y desarrollo

Canacol se dedica a la exploración de petróleo y gas natural, la cual es una empresa de alto riesgo con prospectos cuyo éxito es incierto, y para la cual incluso una combinación de

experiencia, conocimiento y cuidadosa evaluación puede no ser suficiente para mantenerse. No hay garantía de que los gastos hechos en actividades futuras de exploración o desarrollo por parte de Canacol tendrán como resultado descubrimientos de petróleo o gas natural comercial o económicamente posibles. Es difícil proyectar los costos de implementación de un programa de perforación exploratoria debido a las incertidumbres inherentes a la perforación en formaciones desconocidas, los costos relacionados con el hallazgo de áreas con diversas condiciones de perforación como zonas con sobrepresión y herramientas perdidas en el agujero, y cambios en los planes y lugares de perforación como resultado de pozos exploratorios previos o datos sísmicos adicionales y la interpretación de los mismos. Incluso si se descubren cantidades comerciales de petróleo o gas natural, no hay seguridad de que la producción o el desarrollo de las mismas tendrán lugar o serán rentables. Los precios de los recursos naturales fluctúan ampliamente y están afectados por numerosos factores tales como inflación, tasas de interés, demanda, crisis económicas y políticas globales o regionales y costos de producción en regiones productoras importantes. El efecto total de estos factores, todos los cuales están más allá del control de Canacol, es imposible de predecir. No se puede asegurar que se descubrirán acumulaciones comerciales de petróleo y gas natural como resultado de los esfuerzos de Canacol, y los potenciales inversionistas deben confiar en la habilidad, pericia, juicio, discreción, integridad y buena fe de la administración de Canacol.

El valor futuro de Canacol depende del éxito u otro resultado de las actividades de Canacol, las cuales están dirigidas a la mayor exploración, evaluación y explotación de sus activos en Colombia y Ecuador. Canacol tiene el derecho de explorar y evaluar tales activos, pero no tiene el derecho de producir hasta que se determine que las reservas son de nivel comercial. La exploración, evaluación y explotación de reservas de petróleo y gas es especulativa e involucra un grado significativo de riesgo. No hay garantía de que la exploración o evaluación de las propiedades en las cuales Canacol tiene derechos llevará a un descubrimiento comercial, o, si hay un descubrimiento comercial, que Canacol estará en capacidad de realizar tales reservas según lo pretendido. Pocas propiedades exploradas son en últimas explotadas para obtener nuevas reservas. Si en algún momento a Canacol se le impide continuar sus programas de exploración o explotación, o tales programas por otra razón no continúan, el negocio de Canacol, su situación financiera y/o los resultados de sus operaciones y, por lo mismo, el precio de negociación de las Acciones Ordinarias probablemente se verán adversamente afectados.

Las tecnologías avanzadas relacionadas con el petróleo y el gas natural, como la sismología tridimensional, los estudios de simulación de depósitos, los estudios geoquímicos y la perforación horizontal pueden ser usadas por Canacol para mejorar su capacidad para encontrar, desarrollar y producir petróleo y gas natural.

Las actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural dependen de la disponibilidad de personal idóneo, equipo de perforación y otro equipo relacionado en las áreas específicas donde tales actividades serán desarrolladas. La demanda de ese personal y equipo, o las restricciones de acceso, pueden afectar la disponibilidad de tal equipo para Canacol y pueden demorar las actividades de exploración y explotación.

Operaciones

La posibilidad de comercializar el petróleo y el gas natural adquirido o descubierto se ve afectada por numerosos factores que están más allá del control de Canacol. Entre estos factores están las características de los yacimientos, las fluctuaciones del mercado, la proximidad y capacidad de los ductos de petróleo y gas natural y el equipo de procesamiento, y la regulación del gobierno. No hay garantía de que existirá un mercado para las reservas de petróleo o gas natural descubiertas en las propiedades de Canacol. Aunque recientes estudios sugieren que en Colombia existen mercados preparados y crecientes de petróleo y gas, el acceso a tales mercados no puede asegurarse. No hay garantía de que Canacol podrá acceder al sistema de transporte por ductos para el transporte al mercado de cualquier petróleo o gas que pueda ser producido en las propiedades de Canacol, debido a su capacidad u otras razones.

Las operaciones de petróleo y gas natural (exploración, producción, fijación de precios, mercadeo y transporte) están sujetas a controles y regulaciones exhaustivos impuestos por varios niveles del gobierno, los cuales pueden ser modificados en cualquier momento. Las operaciones de petróleo y natural gas se ven afectadas en diversos grados por regulaciones gubernamentales tales como restricciones de producción, controles de precios, aumentos de impuestos, expropiación de bienes, controles a la contaminación o cambios a las condiciones conforme a las cuales deba ser mercadeado el petróleo o el gas natural. Las operaciones de petróleo y gas natural de Canacol también pueden estar sujetas al cumplimiento de leyes y regulaciones federales, provinciales y locales que controlan la descarga de materiales en el medio ambiente o de otro modo se relacionan con la protección del medio ambiente.

Canacol puede tener crecimiento a través de adquisiciones. Su rentabilidad y crecimiento continuados dependerán en parte de su habilidad para integrar exitosamente sus activos adquiridos con su negocio existente. No hay garantía de que Canacol tendrá la capacidad de asimilar exitosamente sus adquisiciones y su fracaso en ello podría tener un efecto adverso significativo en su negocio, el resultado de sus operaciones y sus prospectos.

La producción continuada de una propiedad, y en alguna medida el mercadeo de la producción proveniente de ella, dependen en gran medida de la capacidad del operador de la propiedad. Canacol actualmente no es operadora de varias de sus propiedades y en esa medida depende de los operadores para programar en el tiempo las actividades relacionadas con tales propiedades y es en gran medida incapaz de dirigir o controlar las actividades de los operadores. En la medida en que el operador no desempeñe sus funciones adecuadamente, los ingresos podrán reducirse. Los pagos por producción por lo general fluyen a través del operador y hay un riesgo de demora y gastos adicionales para recibir tales ingresos si el operador queda insolvente. Aunque se realizan estudios de títulos satisfactorios de acuerdo con los estándares de la industria, tales estudios no garantizan ni certifican que no surgirá un defecto en la tradición que frustre la pretensión de Canacol sobre ciertas propiedades. Además, el éxito de Canacol en buena medida depende del desempeño de sus directivos claves.

Interrupciones de producción

Otros factores que afectan la producción y venta de petróleo y gas natural que podrían tener como resultado disminuciones en la rentabilidad son, entre otros: (i) expiración o terminación de arrendamientos, permisos o licencias, o redeterminaciones de precios de venta o suspensión de entregas; (ii) litigios futuros; (iii) la oportunidad y el monto de recuperaciones por seguros; (iv) paros u otras dificultades laborales; (v) programación de vacaciones de empleados y actividades de mantenimiento relacionadas; y (vi) cambios en el mercado y las condiciones económicas generales. Las condiciones de clima, el reemplazo o la reparación de equipos, los incendios, las cantidades de roca y otros materiales naturales, y otras condiciones geológicas pueden tener un impacto significativo en los resultados operacionales.

Mantenimiento de compromisos de trabajo de socio

El CPI de Ecuador requiere que PetroAmazonas mantenga la curva base para la producción de crudo en el campo al nivel especificado en el contrato. Como el CPI de Ecuador es un contrato de producción incremental, si las actividades de PetroAmazonas – las cuales se requieren para mantener la producción al nivel de la curva base– son inadecuadas para ello, una porción de la producción incremental, que de otro modo se habría generado para beneficio de la Compañía, podría ser usada para compensar las deficiencias de la curva base.

Compromisos mínimos de trabajo en bloques de exploración

Canacol debe cumplir con ciertos compromisos mínimos de trabajo en ciertos proyectos que se tienen en Colombia y Ecuador, según se indica en este documento. No hay garantía de que todos esos compromisos serán cumplidos en el tiempo permitido. En esa medida, Canacol podría perder ciertos derechos de exploración en los bloques afectados y podría estar sujeta a ciertas penalidades financieras que podrían ser impuestas por la respectiva autoridad gubernamental.

Preocupaciones ambientales

La Compañía está sujeta a leyes y normas ambientales que afectan aspectos de las operaciones pasadas, presentes y futuras de la Compañía. Las amplias leyes y normas nacionales, provinciales y locales en Colombia y Ecuador afectan y afectarán casi todas las operaciones de la Compañía. Estas leyes y normas establecen varios estándares que regulan ciertos aspectos de salud y calidad ambiental, incluidas las emisiones a la atmósfera, la calidad del agua, las descargas de aguas residuales y la generación, el transporte y la disposición de desechos y sustancias peligrosas; establecen penas y otras obligaciones por la violación de tales estándares; y en ciertas circunstancias establecen obligaciones de remediación de instalaciones y sedes actuales y antiguas donde se realizan o se realizaron operaciones. Adicionalmente, puede haber disposiciones especiales apropiadas o necesarias para áreas de operación ambientalmente sensibles.

Hay incertidumbre sobre el impacto de las leyes y normas ambientales, incluidas aquellas que actualmente están en vigor y las leyes y normas propuestas, y la Compañía no puede predecir cuál legislación o regulación ambiental será promulgada en el futuro, ni cómo serán administradas, interpretadas en cualquier momento o hechas efectivas las leyes o normas existentes o futuras. No es posible predecir el resultado y la naturaleza de algunas de estas exigencias para la Compañía y su negocio en el momento actual; sin embargo, la inobservancia de normas vigentes y propuestas puede tener un impacto adverso significativo en el negocio de la Compañía y los resultados de sus operaciones por el aumento significativo de sus gastos de capital y sus costos de cumplimiento, su capacidad de cumplir sus obligaciones financieras, incluidos los pagos de deuda. También puede llevar a la modificación o cancelación de licencias y permisos de operación, penas y otras acciones correctivas. Además, el cumplimiento de leyes y normas más estrictas, o políticas más vigorosas de aplicación por parte de cualquier autoridad reguladora, pueden hacer que en el futuro la Compañía deba hacer gastos importantes para la instalación y operación de sistemas y equipos para medidas remediales, lo cual puede tener un efecto adverso significativo en la Compañía.

La regulación ambiental se está volviendo progresivamente estricta y los costos y gastos del cumplimiento normativo están en aumento. Las actividades de la Compañía tienen el potencial de deteriorar el hábitat natural, dañar plantas y vida silvestre, o causar contaminación a la tierra o al agua que puede requerir remediación con base en leyes y normas aplicables. Estas leyes y normas exigen que la Compañía obtenga y cumpla con una variedad de registros ambientales, licencias, permisos y otras aprobaciones. Las regulaciones ambientales imponen restricciones y prohibiciones a las emisiones de varias sustancias producidas en forma concurrente con petróleo y gas natural y pueden tener un impacto en la selección de sitios de perforación y la ubicación de instalaciones, lo cual puede tener como resultado mayores gastos de capital. Tanto los funcionarios públicos como las personas privadas pueden buscar que se hagan efectivas las leyes y normas ambientales contra la Compañía.

A la Compañía se le puede imponer una responsabilidad significativa por los costos derivados de impactos ambientales desconocidos e imprevistos que surjan de las operaciones de la Compañía, incluidos perjuicios, costos de limpieza o penas en el evento de ciertas descargas al ambiente, daño ambiental causado por anteriores dueños de las propiedades compradas por la Compañía, o inobservancia de leyes o normas ambientales. Si bien estos costos no han sido significativos para la Compañía en el pasado, no hay garantía que este continuará siendo el caso en el futuro.

Dada la naturaleza del negocio de la Compañía, hay riesgos inherentes de derrames de petróleo ocurridos en los sitios de perforación y operaciones de la Compañía. Los grandes derrames de petróleo y productos del petróleo pueden tener como efecto significativos costos de limpieza. Los derrames de petróleo pueden ocurrir por problemas operacionales, tales como fallas operacionales, accidentes o deterioro o mal funcionamiento de equipos. En algunos países donde opera la Compañía, los derrames de petróleo también pueden ocurrir como resultado de sabotaje y daño a los oleoductos. Además, la Compañía vende petróleo en varias estaciones de entrega y el petróleo es transportado en camiones. Hay un

riesgo inherente de derrames de petróleo causados por accidentes en carretera de los cuales la Compañía puede ser considerada responsable por parte del propietario del petróleo crudo. Todo esto puede llevar a potenciales y significativos pasivos ambientales, como costos de limpieza y de litigio, los cuales pueden afectar adversa y significativamente la situación financiera de la Compañía, sus flujos de caja y el resultado de sus operaciones. Dependiendo de la causa y la severidad del derrame de petróleo, la reputación de la Compañía también puede verse afectada adversamente, lo cual puede limitar la capacidad de la Compañía de obtener permisos y afectar sus operaciones futuras.

Para evitar y/o mitigar los potenciales pasivos ambientales, la Compañía tiene políticas y procedimientos diseñados para prevenir y contener derrames de petróleo. La Compañía trabaja para minimizar los derrames a través de un programa de instalaciones bien diseñadas que sean operadas de manera segura, una efectiva administración de la integridad de las operaciones, continuo entrenamiento a empleados, actualizaciones habituales a instalaciones y equipos, e implementación de una inspección comprensiva y un sistema de vigilancia. También, las instalaciones y operaciones de la Compañía están sujetas a inspecciones de rutina por parte de varias autoridades federales y provinciales, en Colombia y Ecuador, para evaluar el cumplimiento por parte de la Compañía de las distintas leyes y normas.

Instalaciones de recolección y procesamiento y sistemas de oleoductos

La Compañía entrega sus productos a través de sistemas de recolección, procesamiento y oleoductos, algunos de los cuales no son de su propiedad. La cantidad de petróleo y gas natural que la Compañía puede producir y vender está sujeta a la accesibilidad, disponibilidad, proximidad y capacidad de estos sistemas de recolección, procesamiento y oleoductos. La falta de disponibilidad de capacidad en cualquiera de los sistemas de recolección, procesamiento y oleoductos puede tener como resultado la incapacidad de la Compañía de hacer efectivo todo el potencial económico de su producción o la reducción del precio ofrecido por la producción de la Compañía. La Compañía actualmente produce petróleo en una cuenca en Colombia, la cual ha visto el aumento de la producción de petróleo crudo pero la disminución de la capacidad de extracción de crudo en la medida en que los aumentos de producción de crudo de densidad más pesada superan la producción de crudo de densidad más ligera. Aunque las expansiones de oleoductos en Colombia se están dando, la falta de una capacidad firme de oleoductos continúa afectando a la industria de petróleo y gas natural y limita la capacidad de producir y comercializar la producción de petróleo y gas natural. Todo cambio significativo en los factores de mercado u otras condiciones que afectan estos sistemas e instalaciones de infraestructura, así como toda demora en la construcción de nuevos sistemas e instalaciones puede afectar el negocio de la Compañía y, a su vez, la situación financiera de la Compañía, los resultados de sus operaciones y sus flujos de caja.

Toda la producción de la Compañía es entregada para su envío en instalaciones de propiedad de terceros, sobre las cuales no tiene control. En cualquier momento estas instalaciones pueden discontinuar o disminuir sus operaciones como resultado de exigencias normales de mantenimiento o como resultado de eventos inesperados. La

descontinuación o disminución de operaciones puede afectar adversa y significativamente la capacidad de la Compañía de procesar su producción y entregarla para su venta.

Conflicto de intereses con socios en negocios conjuntos

La administración de la Compañía puede intentar identificar participantes en la industria y negociar transacciones por virtud de las cuales otras empresas se vinculen con la Compañía para llevar a cabo actividades de negocios conjuntos con el fin de explorar o desarrollar distintos proyectos. Las condiciones actuales del mercado de capitales hacen que este proceso sea más desafiante y consume más tiempo que cuando las circunstancias económicas son más boyantes, lo cual hace que la Compañía posiblemente tenga que traer participantes a sus actividades planeadas en condiciones menos atractivas que las que de otro modo hubiera negociado. No hay seguridad en relación con la oportunidad o la definición de las condiciones de posibles acuerdos de negocios conjuntos.

Los acuerdos de negocios conjuntos deben ser negociados con terceros que en general tengan objetivos o intereses que no coincidan con los intereses de Canacol ni que puedan entrar en conflicto con estos. A menos que las partes tengan la capacidad de transigir en relación con estos objetivos e intereses en conflicto en una forma mutuamente aceptable, los convenios con estos terceros no se llevarán a cabo.

En ciertas circunstancias, la concurrencia de socios en empresa conjunta puede ser necesaria para varias actividades. Otras partes con influencia en los tiempos pueden tener prioridades que difieran de aquellas de Canacol, incluso si en general comparten los objetivos de Canacol. Las exigencias o expectativas de los socios en empresas conjunta y otros pueden afectar la participación de Canacol en esos proyectos o su capacidad para obtener o mantener las licencias necesarias u otras aprobaciones, o el tiempo de realización de varias actividades u operaciones.

Incapacidad para comercializar producción de petróleo y gas

La comerciabilidad de la producción de petróleo y gas de los proyectos de Canacol puede verse afectada por numerosos factores más allá del control de Canacol, entre los cuales están las fluctuaciones de precios en el mercado, las exigencias de compromisos de volúmenes mínimos, la proximidad y capacidad de los oleoductos, la disponibilidad de instalaciones de mejoramiento y procesamiento, la disponibilidad de equipos y las regulaciones de los gobiernos colombiano y ecuatoriano (incluidas, sin limitación, las regulaciones relacionadas con precios, impuestos, regalías, producción permitida, importación y exportación de petróleo, gas natural y protección ambiental). Canacol actualmente vende la gran mayoría del gas que produce en desarrollo del Contrato de E&E de Esperanza a tres terceros. Si los acuerdos de Canacol con estos terceros terminaran por alguna razón, Canacol podría hallarse en incapacidad para formalizar una relación con otros compradores de dicho gas en una forma oportuna o en términos aceptables.

Riesgos de crédito de terceros

La Compañía puede estar expuesta al riesgo de crédito de terceros por sus acuerdos contractuales con sus socios actuales o futuros en empresas conjuntas, incluidos, sin que se limite a ellos, los riesgos relacionados con Pardaliseservices, la compañía en empresa conjunta creada por Tecpetrol International S.A., Schlumberger Ltd., Sertecpet S.A. y Canacol, a la cual le fue adjudicado el CPI de Ecuador. En el evento de que tales entidades no cumplan con sus obligaciones contractuales, tales incumplimientos tendrán un efecto adverso significativo en la Compañía y su flujo de caja proveniente de las operaciones. Además, una pobre condición de crédito en la industria y de un socio potencial en empresa conjunta puede tener impacto en la disposición del socio potencial en empresa conjunta para participar en un programa futuro de capital de Canacol.

Desastres naturales y riesgos relacionados con el clima

Canacol está sujeta a peligros operativos normalmente vinculados a la exploración y producción de petróleo y gas natural, incluidos reventones, explosiones, derrames de petróleo, formación de cráteres, contaminación, terremotos, huracanes e incendios. La ocurrencia de cualquiera de estos peligros operativos puede tener como resultado pérdidas sustanciales para Canacol debidas a lesiones o pérdidas de vidas y daño o destrucción de pozos de petróleo o gas natural, formaciones, instalaciones de producción u otras propiedades.

La mayoría del petróleo en Colombia es entregada por un solo oleoducto a Ecopetrol y las ventas de petróleo pueden verse interrumpidas por daños en este oleoducto. Una vez entregada a Ecopetrol, la producción de petróleo en Colombia es transportada por un oleoducto de exportación el cual proporciona el único acceso a los mercados de petróleo. Sin otras alternativas de transporte, las ventas de petróleo podrían verse interrumpidas por derrumbes u otros eventos naturales que podrían tener impacto en el oleoducto.

Informática o ciberseguridad

Canacol depende de la confiabilidad y seguridad de sus sistemas informáticos para realizar ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción, procesar registros financieros y datos operativos, comunicarse con sus empleados y socios de negocios, y para muchas otras actividades relacionadas con su negocio. Los sistemas informáticos de Canacol pueden fallar o tener otras limitaciones significativas debido a defectos del sistema operativo o uso inapropiado, alteración o manipulación por parte de los empleados. Además, Canacol puede convertirse en el objetivo de ciberataques o violaciones de seguridad de la información que pueden resultar en la emisión, la recopilación, el seguimiento, el uso inapropiado, la pérdida o la destrucción de información privada u otra información. Cualquiera de estos eventos puede perturbar el negocio, resultar en posibles responsabilidades o daño a la reputación o de otro modo tener un efecto adverso en los resultados financieros de Canacol.

Riesgos de operaciones en el extranjero, en general

Las propiedades y operaciones de petróleo y gas natural de Canacol están situadas en jurisdicciones extranjeras. En esa medida, las operaciones de Canacol pueden ser adversamente afectadas por cambios en políticas y legislación de gobiernos extranjeros o la inestabilidad social u otros factores que no están bajo control de Canacol, incluidos, sin limitación, la nacionalización, la expropiación de bienes sin justa compensación, la renegociación o anulación de concesiones y contratos existentes, la imposición de obligaciones específicas de perforación y desarrollo y abandono de campos, los cambios en políticas energéticas o en el personal que las administra, los cambios en políticas de fijación de precios del petróleo y el gas natural, las acciones de sindicatos nacionales de trabajadores, las fluctuaciones y devaluaciones de monedas, los controles al cambio de divisas, las sanciones económicas, los aumentos de regalías e impuestos, y otros riesgos que surjan de la soberanía gubernamental extranjera sobre las áreas en las cuales se llevan a cabo las operaciones de Canacol, así como los riesgos de pérdida por guerra civil, actos de guerra, terrorismo, actividades guerrilleras e insurrecciones. Las operaciones de Canacol también pueden ser adversamente afectadas por leyes y políticas de Colombia, Ecuador y Canadá que afecten el comercio, los impuestos y la inversión extranjeros. Si las operaciones de Canacol son interrumpidas y/o la integridad económica de sus proyectos es amenazada por razones inesperadas, su negocio puede verse afectado. Los problemas prolongados pueden amenazar la viabilidad comercial de sus operaciones.

Además, no se puede asegurar que los contratos, licencias, solicitudes de licencias u otros acuerdos legales no se verán adversamente afectados por cambios de gobierno en jurisdicciones foráneas, acciones de autoridades gubernamentales u otros, o la efectividad y la exigencia del cumplimiento de tales acuerdos.

En el evento de una controversia surgida en relación con las operaciones de Canacol en Colombia y Ecuador, Canacol podrá estar sujeta a la jurisdicción exclusiva de tribunales extranjeros o podrá no tener éxito en sujetar a personas extranjeras a las jurisdicciones de las cortes de Canadá o en hacer cumplir las sentencias canadienses en otras jurisdicciones. Canacol también puede verse impedida o imposibilitada para hacer cumplir sus derechos frente a un organismo gubernamental debido a la doctrina de inmunidad soberana. En consecuencia, las actividades de exploración, desarrollo y producción de Canacol en Colombia y Ecuador podrían ser sustancialmente afectadas por factores que están más allá del control de la Compañía, cualquiera de los cuales podría tener un efecto adverso significativo para Canacol.

La adquisición de participaciones y la realización de operaciones de exploración y desarrollo en jurisdicciones extranjeras por lo general exigen cumplir con numerosos y exhaustivos procedimientos y formalidades. Estos procedimientos y formalidades pueden tener como efecto demoras inesperadas o prolongadas en el comienzo de importantes actividades del negocio. En algunos casos, el incumplimiento de tales formalidades o la no obtención de evidencia pertinente pueden hacer que se cuestione la validez de la entidad o de las medidas tomadas. La administración no puede predecir el efecto de formalidades corporativas y de regulación adicionales que sean adoptadas en el futuro, ni si tales leyes o

regulaciones pueden aumentar significativamente el costo para Canacol de hacer negocios o afectar sus operaciones en algún área.

Canacol en el futuro puede adquirir propiedades y operaciones de petróleo y gas natural fuera de Colombia y Ecuador, expansión la cual puede plantear desafíos y riesgos que Canacol no haya afrontado en el pasado, cualquiera de los cuales puede afectar adversamente los resultados de las operaciones y/o la situación financiera de Canacol. La Compañía es un operador experimentado en Suramérica.

Para ayudar a mitigar los riesgos relacionados con la operación en jurisdicciones extranjeras, Canacol busca operar en regiones donde la industria petrolera es un componente clave de la economía. Canacol cree que la experiencia de la administración en la operación tanto en Colombia como en otras jurisdicciones internacionales ayuda a reducir estos riesgos. Algunos países en los cuales Canacol puede operar pueden ser considerados política y económicamente inestables. En Colombia, el gobierno tiene una larga historia de democracia y un marco legal establecido que, en opinión de Canacol, minimiza los riesgos políticos.

Seguridad

Colombia tiene una historia publicitada de problemas de seguridad relacionados con algunos grupos narcoterroristas. Canacol y su personal están sujetos a estos riesgos, pero a través de programas sociales y de seguridad efectivos Canacol cree que estos riesgos pueden ser efectivamente manejados. Es difícil obtener cobertura de seguro para protegerse contra incidentes terroristas y como resultado de ello el programa de seguros de Canacol excluye ciertas coberturas. En consecuencia, incidentes como estos en el futuro podrían tener un impacto adverso significativo en las operaciones de Canacol. Además del efecto potencial de las actividades terroristas directas contra las instalaciones Canacol, el aumento general de los secuestros y la actividad terrorista en Colombia puede interrumpir las cadenas de suministro y desalentar la participación de personas idóneas en las operaciones de Canacol.

Sistemas legales

Canacol está sujeta a los sistemas legales y requisitos de regulación de una serie de jurisdicciones con una variedad de requisitos e implicaciones para sus Accionistas. Las actividades internacionales de exploración y desarrollo pueden demandar negociaciones prolongadas con gobiernos anfitriones, compañías petroleras estatales y terceros. Las regulaciones de gobiernos extranjeros pueden favorecer o exigir la adjudicación de contratos de perforación a contratos locales o exigir que los contratistas extranjeros empleen a ciudadanos de una jurisdicción específica o les compren suministros. Si surge una controversia en relación con operaciones extranjeras, Canacol puede quedar sujeta a la jurisdicción exclusiva de tribunales extranjeros o puede no tener éxito en someter a personas extranjeras, especialmente ministros de petróleos extranjeros y compañías petroleras estatales, a la jurisdicción de Canadá.

Colombia y Ecuador son jurisdicciones de derecho civil. Estos sistemas legales pueden generar riesgos tales como: (i) reparación legal efectiva más difícil de obtener en los tribunales de tales jurisdicciones, sea con respecto a una violación de la ley o la regulación o en una controversia de propiedad; (ii) un grado más alto de discrecionalidad de las autoridades gubernamentales; (iii) la ausencia de orientación judicial o administrativa en la interpretación de reglas y regulaciones aplicables; (iv) las inconsistencias de leyes, reglamentaciones, decisiones, órdenes y resoluciones o los conflictos entre ellas; o (v) la relativa inexperiencia de jueces y tribunales en esos asuntos. El compromiso de la comunidad empresarial local, los funcionarios y las agencias del gobierno y el sistema judicial para observar los requisitos legales y los acuerdos negociados puede ser más incierto en las jurisdicciones donde la Compañía opera, lo cual plantea preocupaciones específicas con respecto a licencias y acuerdos de negocios. Estos pueden ser susceptibles de revisión o cancelación y la reparación legal puede ser incierta o lenta. No hay garantía de que las empresas conjuntas, las licencias, las solicitudes de licencias u otros trámites legales no se verán adversamente afectados por las acciones de autoridades gubernamentales u otros y la efectividad y exigibilidad de tales acuerdos no puede ser garantizada.

Recientemente, en el Departamento de Putumayo en Colombia, nuevos grupos étnicos han estado amenazando, y en algunos casos usando, a la Rama Judicial del Estado, la Corte Suprema del Distrito Judicial de Mocoa (la “Corte Local”), para exigir que sean consultados y de ese modo, como resultado de tales consultas, obtener beneficios de parte de las compañías que operan en el Departamento de Putumayo. La Corte Local tiene la jurisdicción definitiva para determinar, ante una acción de protección o tutela de un grupo étnico, (i) si ha habido una violación de un derecho fundamental a la previa consulta por un acto u omisión de una autoridad pública o un individuo, y (ii) si el grupo étnico es legítimo. Si la Corte Local determina que ha habido una violación y que el grupo étnico es legítimo, a pesar del recibo por parte de la compañía de permisos gubernamentales apropiados, la Corte Local tiene el poder de invalidar los permisos de una compañía y forzar a la compañía a que cese operaciones inmediatamente hasta el momento en que la compañía pueda apelar exitosamente ante la Corte Suprema de Colombia con el fin de que se revoque la decisión de la Corte Local o hasta que se hayan surtido las consultas previas y que los permisos vuelvan a estar efecto una vez más.

Cambios en la legislación

La industria de petróleo y gas natural en Colombia y Ecuador está sujeta a regulaciones y controles exhaustivos impuestos por diversos niveles del gobierno. Toda la legislación actual es objeto de registro público y la Compañía es incapaz de predecir cuál legislación adicional o cuáles reformas serán promulgadas. Las reformas a las leyes, las reglamentaciones y los permisos actuales que regulan las operaciones y las actividades de las compañías de petróleo y gas natural, incluidas las leyes y reglamentaciones ambientales, las cuales están evolucionando en Colombia, o una implementación más estricta de las mismas, pueden tener un efecto adverso significativo para la Compañía y generar aumentos en gastos y costos, afectar la capacidad de la Compañía de expandir o

transferir las operaciones existentes, o hacer necesario que la Compañía abandone o demore el desarrollo de nuevas propiedades de petróleo y gas natural.

Igualmente, las leyes tributarias canadienses, federales y provinciales, y los programas de incentivos del gobierno relacionados con la industria de petróleo y gas tienen un efecto significativo en la conveniencia de invertir en las Acciones Ordinarias. El retorno de una inversión en valores de Canacol está sujeto a cambios en tales leyes y programas de incentivos y no hay garantía de que tales leyes o programas no cambiarán en una forma que afecte adversamente a Canacol o la tenencia o disposición de las Acciones Ordinarias.

Conflictos de interés

Hay conflictos de interés potenciales a los cuales podrán estar sujetos algunos miembros de junta y directivos de Canacol en relación con las operaciones de Canacol. Algunos de los miembros de junta directiva y directivos están dedicados y continuarán estando dedicados a la búsqueda de derechos de participación en petróleo y gas natural por su propia cuenta y por cuenta de otras compañías, y podrán darse situaciones en las cuales los miembros de junta y directivos estarán en competencia directa con Canacol. Los conflictos de interés que surjan, si los hay, estarán sujetos a los procedimientos establecidos por la ABCA y estarán regidos por tales procedimientos, los cuales exigen que el miembro de junta o directivo de una compañía que sea parte en un contrato importante o un contrato importante propuesto con Canacol, o que sea miembro de junta o directivo de una persona o que tenga un interés importante en esa persona la cual sea parte en un contrato importante o un contrato importante propuesto con Canacol, revele su interés y se abstenga de votar en asuntos relativos a dicho contrato a menos que ello sea permitido conforme a la ABCA.

Regulación gubernamental

El negocio de petróleo y gas está sujeto a la regulación e intervención por parte de los gobiernos en materias tales como la adjudicación de derechos de exploración y producción, la imposición de obligaciones de perforación específicas, los controles para la protección del medio ambiente, el control sobre el desarrollo y el abandono de campos (incluidas las restricciones a la producción) y la posible expropiación o cancelación de derechos contractuales, así como con respecto a precios, impuestos, cuotas de exportación, regalías y exportación de petróleo y gas natural. Tales regulaciones pueden ser cambiadas en cualquier momento en respuesta a condiciones económicas o políticas. La implementación de nuevas regulaciones y la modificación de regulaciones existentes que afecten la industria del petróleo y gas pueden reducir la demanda de petróleo y gas natural, aumentar los costos de Canacol y tener un efecto adverso significativo para Canacol.

Disponibilidad de equipo de perforación y restricciones de acceso

Las actividades de exploración y desarrollo de petróleo dependen de la disponibilidad de equipo de perforación y equipo relacionado en las áreas específicas donde esas actividades deban ser realizadas. La demanda de ese equipo limitado o las restricciones de acceso pueden afectar la disponibilidad de dicho equipo para Canacol y pueden demorar las

actividades de exploración y desarrollo. No hay garantía de que se tendrá disponibilidad, según se requiera, de equipos, servicios y suministros suficientes para perforación y completamientos. La escasez puede demorar las actividades de exploración, desarrollo y ventas que Canacol se proponga llevar a cabo y puede tener un efecto adverso significativo en la situación financiera de Canacol. Si la demanda y las tasas de salarios del personal calificado de torres de perforación aumentan en la industria de perforación, entonces la industria petrolera podrá experimentar escasez de personal calificado para el funcionamiento de torres de perforación. Esto puede demorar las operaciones de perforación de Canacol y afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de Canacol. En la medida en que Canacol no sea la operadora de sus propiedades petroleras, dependerá de los operadores para la programación de actividades relacionadas con tales propiedades y será en buena medida incapaz de dirigir o controlar las actividades de los operadores.

Ausencia de garantía de título

Los títulos o los derechos con respecto al petróleo y al gas con frecuencia no son susceptibles de determinación sin entrar en gastos considerables. Los títulos sobre propiedades con petróleo y gas pueden involucrar ciertos riesgos inherentes por problemas surgidos de la tradición ambigua característica de varias de tales propiedades. Aunque antes de la compra de muchas propiedades productivas de petróleo y gas natural o la iniciación de la perforación de pozos se realizan estudios de títulos de acuerdo con los estándares de la industria, tales estudios no garantizan ni certifican que no surgirá un defecto imprevisto en la tradición que frustre la pretensión de Canacol, el cual pueda tener como efecto una reducción del ingreso recibido por Canacol. En jurisdicciones de derecho civil como Colombia, el título legal no se perfecciona hasta el momento en que las autoridades gubernamentales apropiadas y la Rama Ejecutiva aprueban la cesión de un derecho de participación, inscriben al titular en el registro correspondiente y emiten un decreto. Este proceso puede tomar tiempo, incluso varios años. En consecuencia, es práctica común en el negocio que las partes comerciales sigan adelante con la culminación de la transacción de compraventa, no obstante el hecho de que la aprobación gubernamental puede tomar años para reflejar apropiadamente esos tratos comerciales. En estos casos, el estudio de títulos comprende asegurarse de que el titular actual haya iniciado los distintos procedimientos de autorización, y también comprende una actualización del estado de las autorizaciones requeridas.

Volatilidad de precios de valores negociados en bolsa

En años recientes, los mercados de valores en Canadá y Estados Unidos han experimentado un alto nivel de volatilidad en precios y volúmenes, y el precio de mercado de valores de varias compañías, especialmente aquellas consideradas compañías en etapa de desarrollo, han experimentado amplias fluctuaciones en precio las cuales no necesariamente han estado relacionadas con el desempeño operacional, los valores de los activos subyacentes o los prospectos de tales compañías. No hay garantía de que no se presentarán fluctuaciones continuas de precios. Es probable que el precio de mercado cotizado para las Acciones

Ordinarias, si lo hubiere, esté sujeto en general a las tendencias del mercado, independientemente del desempeño financiero y operacional de Canacol.

Costo de nuevas tecnologías

La industria petrolera se caracteriza por avances tecnológicos rápidos y significativos y la introducción de nuevos productos y servicios que usan nuevas tecnologías. Otras compañías petroleras pueden tener más recursos financieros, técnicos y de personal que les permitan disfrutar ventajas tecnológicas y pueden en el futuro permitirles implementar nuevas tecnologías antes de que lo haga Canacol. No hay garantía de que Canacol podrá responder a tales presiones competitivas e implementar tales tecnologías de forma oportuna o a un costo aceptable. Una o más de las tecnologías actualmente utilizadas por Canacol o que se implementen en el futuro pueden volverse obsoletas. En ese caso, el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Canacol podrían ser adversamente afectados en forma significativa. Si Canacol no puede usar la tecnología más avanzada comercialmente disponible, el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Canacol pueden ser adversamente afectados en forma significativa.

Alternativas a la demanda o demanda cambiante de productos del petróleo

Las medidas de conservación de combustibles, las exigencias de combustibles alternativos, la demanda creciente por parte de los consumidores de alternativas al petróleo y el gas natural, y los avances tecnológicos en la economía de combustibles y los aparatos de generación de energía reducirán la demanda de petróleo crudo y otros hidrocarburos líquidos. Canacol no puede predecir el impacto de la demanda cambiante de productos de petróleo y gas natural y todo cambio importante puede tener un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera, el resultado de las operaciones y los flujos de caja de Canacol.

Procesos legales

Canacol de tiempo en tiempo se ve envuelta en litigios en el curso ordinario de sus negocios. Aunque Canacol actualmente no es parte en ningún proceso legal importante, en el futuro pueden iniciarse procesos legales contra Canacol. No puede asumirse nada en relación con el resultado final de un proceso legal, ni puede asumirse que la decisión final no tendrá un efecto adverso significativo para Canacol.

Violación de confidencialidad

Al debatir sobre posibles relaciones comerciales con terceros, la Compañía puede revelar información confidencial sobre resultados operativos o propiedad intelectual registrada. Aunque los terceros firman acuerdos de confidencialidad antes de la revelación de cualquier información confidencial, una violación de esos acuerdos puede poner a la Compañía en un riesgo competitivo y puede causar un daño importante a su negocio. El daño a los negocios de la Compañía derivado de una violación de confidencialidad no puede ser cuantificado en

este momento, pero puede ser significativo y puede no ser reparable con una indemnización de perjuicios. En el evento de una violación de confidencialidad, no hay seguridad de que la Compañía podrá contar con un recurso en equidad, como una medida cautelar ordenada por una corte competente en forma oportuna, si acaso, para evitar o mitigar el daño que esa violación de confidencialidad pueda causar a su negocio.

Impuestos de renta

La Compañía y sus subsidiarias presentan todas las declaraciones de renta exigidas y la Compañía considera que está cumpliendo sustancialmente las normas tributarias aplicables de Canadá, Colombia, Perú, Panamá, Brasil, Estados Unidos, España, Islas Vírgenes Británicas, Ecuador y Barbados; sin embargo, tales declaraciones están sujetas a reliquidaciones por parte de la respectiva autoridad tributaria. En el evento de una reliquidación exitosa de la Compañía, sea por la recaracterización de gastos de exploración y desarrollo o por otra razón, tal reliquidación puede tener un impacto en los impuestos actuales y futuros por pagar.

Las leyes de impuesto de renta relacionadas con la industria del petróleo y el gas, como el tratamiento de impuestos de los recursos o los dividendos, pueden cambiar en el futuro o ser interpretadas de una manera que afecte adversamente a la Compañía. Además, las autoridades tributarias con jurisdicción sobre la Compañía pueden no estar de acuerdo con la forma en que la Compañía calcula su renta para efectos de impuestos o puede cambiar sus prácticas administrativas en detrimento de la Compañía.

Expansión a nuevas actividades

Las operaciones y el conocimiento de la administración de la Compañía están actualmente enfocados principalmente en la producción, exploración y desarrollo de petróleo y gas en Colombia y Ecuador. En el futuro, la Compañía puede adquirir o incursionar en nuevas actividades relacionadas con la industria, o nuevas áreas geográficas, o puede adquirir activos distintos relacionados con energía, y en consecuencia puede enfrentar riesgos inesperados o, en forma alternativa, aumentar significativamente la exposición de la Compañía a uno o más factores de riesgo existentes, lo cual a su vez puede tener como efecto que las condiciones operacionales y financieras futuras de la Compañía se vean adversamente afectadas.

Dependencia de personal clave

El éxito de Canacol depende de los servicios de un número de miembros de la alta gerencia. La experiencia de estas personas será un factor que contribuya al crecimiento y éxito continuado de Canacol, y existe el riesgo de que la muerte o la salida de una o más de estas personas puedan tener un efecto adverso significativo en Canacol. La capacidad de Canacol de adelantar sus operaciones también es altamente dependiente de la disponibilidad de trabajadores calificados.

Dependencia de relaciones estratégicas

El negocio actual de Canacol depende de relaciones estratégicas en la forma de empresas conjuntas con organismos de los gobiernos locales, otras compañías de petróleo y gas y otras compañías en el extranjero. Específicamente en relación con las relaciones estratégicas con otras compañías de petróleo y gas, Canacol es en cierta medida dependiente, entre otras, de ConocoPhillips Colombia, el operador del Contrato de E&P de Santa Isabel, Emerald, el operador del Contrato de E&P de Ombú (descubrimiento de petróleo pesado convencional de Capella), Tecpetrol International S.A., el operador del CPI de Ecuador, y ConocoPhillips, el operador de VMM 3. No hay garantía de que ConocoPhillips Colombia, Emerald, Tecpetrol International S.A. o las otras compañías con las cuales Canacol tiene una relación estratégica tendrán la posibilidad de continuar o que continuarán financiando su parte de los gastos. Además, no hay garantía de que todas estas relaciones estratégicas continuarán siendo mantenidas. Sin embargo, actualmente la administración no tiene conocimiento de problemas relacionados con sus relaciones estratégicas.

Riesgos inasegurables

En el curso de la exploración, el desarrollo y la producción de propiedades de petróleo y gas, pueden ocurrir ciertos riesgos, en particular reventones, contaminación, formación de cráteres, incendios, derrames de petróleo, disminución prematura de yacimientos e invasión de agua en formaciones productivas, y pueden tener como resultado lesiones personales, pérdida de vidas y daños a propiedades de Canacol y de terceros. Peligros tales como formaciones geológicas inusuales o inesperadas, presiones u otras condiciones pueden presentarse en la perforación y operación de pozos. En tanto Canacol inicialmente tendrá participaciones en un número limitado de propiedades, ese riesgo es más significativo que si se disemina en un número de propiedades. No siempre es posible asegurarse completamente contra tales riesgos y Canacol puede decidir no tomar seguros contra los mismos debido a las altas primas u otras razones. Si tales pasivos surgen, pueden reducir o eliminar cualquier rentabilidad futura y tener como consecuencia un aumento de los costos y una disminución del valor de los títulos emitidos por Canacol.

Aunque Canacol procura obtener seguros para cubrir tales riesgos, esos seguros tienen limitaciones de responsabilidad que pueden hacer que no sean suficientes para cubrir el alcance total de tales pasivos. Además, dichos riesgos pueden no ser asegurables en ninguna circunstancia, o en ciertas circunstancias Canacol puede optar por no obtener seguros para cubrir riesgos específicos debido a las altas primas correspondientes a tales seguros o por otras razones. El pago de tales pasivos no asegurados podría reducir los fondos disponibles para Canacol. La ocurrencia de un evento significativo contra el cual Canacol no esté completamente asegurada, o la insolvencia del asegurador de tal evento, puede tener un efecto adverso significativo en la situación financiera, los resultados de las operaciones o los prospectos de Canacol. No hay garantía de que habrá seguros disponibles en el futuro.

Reemplazo de reservas

Las reservas y la producción de petróleo y gas natural de Canacol, y por tanto sus flujos de caja e ingresos derivados de ellas, dependen en alto grado de que Canacol desarrolle y aumente su base actual de reservas y descubra o adquiera reservas adicionales. Sin la adición de reservas mediante las actividades de exploración, adquisición o desarrollo, las reservas y la producción de Canacol disminuirán con el tiempo en la medida en que las reservas se agoten. En la medida en que el flujo de caja o el ingreso neto de las operaciones sea insuficiente y las fuentes externas de capital se vuelvan limitadas o no disponibles, se afectará la capacidad de Canacol de hacer las inversiones de capital necesarias para mantener y expandir sus reservas de petróleo y gas natural. No hay garantía de que Canacol podrá encontrar y desarrollar o adquirir reservas adicionales para reemplazar la producción a costos comercialmente viables.

Riesgos de divisas

Algunas porciones de los gastos de la Compañía están denominadas en pesos colombianos y dólares canadienses. En la medida en que los ingresos y los gastos no estén denominados en dólares de Estados Unidos o no estén fuertemente ligados a esa moneda, la Compañía estará expuesta al riesgo de tasa de cambio. Canacol actualmente no está usando derivados de tasa de cambio para administrar tales riesgos.

Ubicación de activos en el extranjero

Salvo por los depósitos en efectivo, casi todos los activos de Canacol están situados en países distintos a Canadá (cuyas leyes pueden diferir significativamente de aquellas en Canadá), lo cual puede impedir o afectar adversamente la capacidad de Canacol y de sus miembros de junta directiva y su administración para manejar sus operaciones y proteger sus activos. Una porción del efectivo en depósito está situada en países distintos a Canadá.

Permisos y licencias

Las operaciones de Canacol pueden requerir licencias y permisos de varias autoridades gubernamentales. No hay garantía de que Canacol logrará obtener todos los permisos y licencias necesarios que puedan ser exigidos para llevar a cabo la exploración, el desarrollo y las operaciones de sus proyectos.

Repatriación de ganancias

Actualmente no hay restricciones significativas a la repatriación de ganancias desde Colombia y Ecuador a favor de entidades extranjeras. Sin embargo, no hay garantía de que en el futuro no se impongan restricciones a la repatriación de ganancias.

Dividendos

El pago futuro de dividendos sobre las Acciones Ordinarias dependerá de las necesidades financieras de Canacol para financiar el crecimiento futuro, la situación financiera y otros factores que la Junta Directiva considere apropiados en las circunstancias. Canacol tiene la intención de reinvertir sus ganancias en el crecimiento de la Compañía en el futuro previsible.

Corrupción

Las operaciones de la Compañía están regidas por las leyes de varias jurisdicciones, las cuales generalmente prohíben los sobornos y otras formas de corrupción. La Compañía tiene políticas en operación para prevenir toda forma de corrupción o soborno, lo cual incluye la exigencia de que todos los empleados participen en un seminario de concientización ética, la aplicación de políticas contra la entrega o aceptación de dineros o regalos en ciertas circunstancias y una certificación anual de cada empleado en la cual cada empleado confirme que ha recibido y entendido las políticas anticorrupción de la Compañía. Es posible que la Compañía o alguna de sus subsidiarias, o alguno de sus empleados o contratistas, sean acusados de soborno o corrupción como resultado de las acciones no autorizadas de sus empleados o contratistas. Si la Compañía es hallada culpable de tal violación, lo cual puede involucrar la falla en tomar medidas efectivas para prevenir o enfrentar la corrupción de sus empleados o contratistas, la Compañía podría verse sometida a onerosas penas y daño a su reputación. Una simple investigación por sí misma podría generar una significativa perturbación corporativa, altos costos legales y arreglos forzados (como la imposición de un vigilante interno). Además, las acusaciones de soborno o las condenas de soborno o corrupción pueden deteriorar la capacidad de la Compañía de trabajar con gobiernos o con organizaciones no gubernamentales. Tales condenas o acusaciones pueden tener como resultado la exclusión formal de la Compañía de un país o un área, demandas nacionales o internacionales, sanciones o multas de gobiernos, suspensión o demoras de proyectos, capitalización de mercado reducida y mayor inquietud de los inversionistas.

Limitaciones operativas debido a la deuda

La Compañía tiene un monto de endeudamiento significativo, particularmente con respecto a los Títulos Preferenciales de 2014 y la Línea de Crédito de 2015, y este nivel de endeudamiento puede afectarla adversa y significativamente en varias formas. Por ejemplo, podría:

1. Hacer más difícil para la Compañía adelantar sus operaciones.
2. Aumentar la vulnerabilidad de la Compañía frente a condiciones generales adversas de la economía o de la industria.
3. Hacer necesario que la Compañía dedique una porción de su flujo de caja futuro proveniente de las operaciones al pago de su endeudamiento, reduciendo de ese modo la

disponibilidad del flujo de caja futuro de la Compañía proveniente de sus operaciones para financiar capital de trabajo, gastos de capital y otros propósitos corporativos generales.

4. Limitar la flexibilidad de la Compañía para planear cambios en su negocio y en la industria en que opera, o para reaccionar a ellos.
5. Poner a la Compañía en una desventaja competitiva comparada con sus competidores que tengan menos deuda; y
6. limitar la capacidad de la Compañía para pedir prestados fondos adicionales en condiciones comercialmente razonables, si acaso, para cubrir sus gastos operacionales y para otros fines.

Capacidad para hacer pagos programados o para refinanciar

La capacidad de la Compañía para hacer pagos programados o para refinanciar sus obligaciones de deuda dependerá en parte del desempeño financiero y operativo de la Compañía, lo cual en turno dependerá en parte de las condiciones generales predominantes en la economía y en la industria, las cuales están más allá de su control. No hay seguridad de que el desempeño operativo, el flujo de caja y los recursos de capital de la Compañía serán suficientes para pagar y/o cancelar su deuda en el futuro, en cuyo caso la Compañía podrá verse obligada a vender activos para pagar su deuda, diferir gastos de capital, contraer deuda adicional, o conseguir capital adicional, en la medida en que esté disponible.

INFORMACIÓN ADICIONAL, FINANCIERA Y DE OTRA CLASE

En SEDAR, en www.SEDAR.com, se puede encontrar información adicional relacionada con la Compañía.

Información adicional, como la remuneración y el endeudamiento de miembros de junta directiva y directivos, los titulares principales de valores de Canacol, las opciones de compra de valores y los derechos de personas de la compañía en transacciones importantes, cuando fuere aplicable, será incluida en la circular de información de Canacol para la próxima asamblea anual de accionistas que contemple la elección de miembros de junta directiva y la información adicional requerida según lo previsto en los estados financieros comparativos de Canacol para su año financiero terminado más reciente. Canacol puede suministrar esta información a cualquier persona mediante petición hecha al Secretario Corporativo de la Compañía en la dirección Suite 4500, 525 - 8th Ave SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1. Los documentos también serán incluidos en SEDAR, en www.sedar.com.

En los estados financieros comparativos de la Compañía y el informe de discusión y análisis de la administración para el período terminado en diciembre 31 de 2015, los cuales también están disponibles en SEDAR, se suministra información financiera adicional.

APÉNDICE A

**INFORME SOBRE DATOS DE RESERVAS DE
EVALUADOR DE RESERVAS CALIFICADO E INDEPENDIENTE
(FORMULARIO 51-101F2)**

DEGOLYER AND MACNAUGHTON CANADA LIMITED
311 SIXTH AVENUE S.W., SUITE 1430
INTACT PLACE, EAST TOWER
CALGARY, ALBERTA, CANADA, T2P 3H2

FORMULARIO 51-101F2
INFORME sobre DATOS DE RESERVAS
DE
EVALUADOR O AUDITOR DE RESERVAS
CALIFICADO E INDEPENDIENTE

A la junta directiva de Canacol Energy Ltd. (la
“Compañía”):

1. Hemos evaluado los datos de reservas de la Compañía a diciembre 31 de 2015. Los datos de reservas son estimados de reservas probadas y reservas probables y del ingreso neto futuro relacionado a diciembre 31 de 2015, estimados con el uso de precios y costos proyectados.
2. Los datos de reservas son responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los datos de reservas con base en nuestra evaluación.
3. Realizamos nuestra evaluación de acuerdo con los estándares establecidos en el Manual Canadiense de Evaluación de Petróleo y Gas (el “Manual COGE” [por sus siglas en inglés]) mantenido por la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo (Capítulo de Calgary).
4. Tales estándares requieren que planeemos y realicemos una evaluación para obtener una seguridad razonable con respecto a la ausencia de errores significativos en los datos de reservas. La evaluación también incluye el estudio de si los datos de reservas están de acuerdo con los principios y definiciones presentados en el Manual COGE.
5. La tabla siguiente indica el valor presente neto del ingreso neto futuro (antes de la deducción de impuestos de renta) asignado a las reservas probadas más probables, estimado con el uso de precios y costos proyectados y calculado con el uso de una tasa de descuento del 10 por ciento, que se incluye en los datos de reservas de la Compañía evaluados por nosotros para el año terminado en diciembre 31 de 2015, e identifica las respectivas porciones de los mismos que hemos evaluado e informado a la administración de la Compañía:

DEGOLYER AND MACNAUGHTON CANADA LIMITED

| Evaluador de reservas calificado e independiente | Fecha efectiva del informe de evaluación | Ubicación de las reservas | Valor presente neto del ingreso neto futuro (antes de impuestos de renta, tasa de descuento del 10%) | | | |
|--|--|---------------------------|---|-----------|-----------|-----------|
| | | | Auditado | Evaluado | Revisado | Total |
| | | | MM U.S.\$ | MM U.S.\$ | MM U.S.\$ | MM U.S.\$ |
| DeGolyer and MacNaughton Canada Limited | Diciembre 31 de 2015 | Colombia | - | 89.8 | - | 89.8 |
| | | Ecuador | - | 103.6 | - | 103.6 |
| | | Total Compañía | - | 193.3 | - | 193.3 |

6. En nuestra opinión, los datos de reservas respectivamente evaluados por nosotros, en todos los aspectos sustanciales, han sido determinados según el Manual COGE y están de acuerdo con el mismo, consistentemente aplicado. No expresamos opinión sobre los datos de reservas que revisamos pero no auditamos o evaluamos.
7. No tenemos la responsabilidad de actualizar nuestros informes mencionados en el punto 5 por eventos o circunstancias ocurridos después de la fecha efectiva de nuestros informes.
8. Dado que los datos de reservas se basan en juicios relativos a eventos futuros, los resultados reales pueden variar y las variaciones pueden ser sustanciales.

Firmado en referencia a nuestro informe mencionado arriba:

DeGolyer and MacNaughton Canada Limited, Calgary, Alberta, de fecha marzo 8 de 2016.

DEGOLYER and MACNAUGHTON
CANADA LIMITED

[Firma]

Nahla R. Boury, Ing. P.

[Sello:]

| | |
|---|------------------------|
| PERMISO PARA EJERCER DeGolyer and MacNaughton Canada Limited | |
| Firma | [Firma] |
| Fecha | <u>Marzo 8 de 2016</u> |
| PERMISO NÚMERO: P 5568 La Asociación de Ingenieros Profesionales y Geocientíficos de Alberta | |

Formulario 51-101 F2 – Informe sobre datos de reservas de evaluador de reservas calificado e independiente

A la junta directiva de Canacol Energy Ltd. (la “Compañía”)

1. Hemos evaluado los datos de reservas de la Compañía a diciembre 31 de 2015. Los datos de reservas son estimados de reservas probadas más probables y del ingreso neto futuro relacionado a diciembre 31 de 2015, estimados con el uso de precios y costos proyectados.

2. Los datos de reservas son responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los datos de reservas con base en nuestra evaluación.

Realizamos nuestra evaluación de acuerdo con los estándares establecidos en el Manual Canadiense de Evaluación de Petróleo y Gas (el “Manual COGE” [por sus siglas en inglés]) elaborado conjuntamente por la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo (Capítulo de Calgary) y el Instituto Canadiense de Minería, Metalurgia y Petróleo (Sociedad de Petróleo).

3. Tales estándares requieren que planeemos y realicemos una evaluación para obtener una seguridad razonable con respecto a la ausencia de errores significativos en los datos de reservas. La evaluación también incluye el estudio de si los datos de reservas están de acuerdo con los principios y definiciones presentados en el Manual COGE.

4. La tabla siguiente indica el ingreso neto futuro estimado (antes de la deducción de impuestos de renta) asignado a las reservas probadas y probables, estimado con el uso de precios y costos proyectados y calculado con el uso de una tasa de descuento del 10 por ciento, que se incluye en los datos de reservas de la Compañía evaluados por nosotros a diciembre 31 de 2015, e identifica las respectivas porciones de los mismos que hemos evaluado e informado a la junta directiva de la Compañía:

| Evaluador de reservas calificado e independiente | Descripción y fecha de elaboración del informe de evaluación | Ubicación de las reservas | Valor presente neto del ingreso neto futuro (antes de impuestos de renta @ VPN 10%) Total evaluado |
|--|--|---------------------------|---|
| Petrotech Engineering Ltd. | Evaluación de las participaciones de Canacol Energy Ltd. en tres campos productivos dentro del Bloque Esperanza en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena de Colombia, efectivo a diciembre 31 de 2015 y elaborado en marzo 11 de 2016 | Colombia, tierra firme | US \$729.372.000 |
| Petrotech Engineering Ltd. | Evaluación de las participaciones de Canacol Energy Ltd. en el Campo Clarinete en el Bloque VIM 5, | Colombia, tierra firme | US \$372.180.000 |

| | | | |
|--------------|--|--|---------------------------|
| | Cuenca del Valle Inferior del Magdalena de Colombia, efectivo a diciembre 31 de 2015 y elaborado en marzo 11 de 2016 | | |
| Total | | | US \$1.101.552.000 |

Este monto debe ser el monto revelado por el emisor reportante en su estado de datos de reservas bajo el ítem 1 de la sección 2.1 del NI-51-101, como su ingreso neto futuro (antes de la deducción de gastos de impuesto de renta futuro) atribuibles a las reservas probadas más probables, estimado con el uso de precios y costos proyectados y calculado con el uso de una tasa de descuento del 10 por ciento (exigida por la sección 2 del ítem 2.1 del Formulario 51-101F1).

5. En nuestra opinión, los datos de reservas respectivamente evaluados por nosotros, en todos los aspectos sustanciales, han sido determinados según las directrices del Manual COGE y están de acuerdo con las mismas. No expresamos opinión sobre los datos de reservas que revisamos pero no evaluamos.

6. No tenemos la responsabilidad de actualizar nuestros informes mencionados en el punto 4 por eventos o circunstancias ocurridos después de las respectivas fechas de elaboración.

7. Dado que los datos de reservas se basan en juicios relativos a eventos futuros, los resultados reales pueden variar y las Variables pueden ser sustanciales. Sin embargo, toda variación debe ser consistente con el hecho de que las reservas se categorizan de acuerdo con su probabilidad de obtención.

Firmado en referencia a nuestro informe mencionado arriba:

[Firma]

John Yu, Ing. P., Presidente de Petrotech Engineering Ltd., en Burnaby, C. B., Canadá
Fecha de firma: marzo 11 de 2016.

APÉNDICE B**INFORME DE LA ADMINISTRACIÓN Y LA JUNTA DIRECTIVA
SOBRE LAS REVELACIONES DE PETRÓLEO Y GAS
(FORMULARIO 51-101F3)**

La administración de Canacol Energy Ltd. (la “Compañía”) es responsable de la preparación y revelación de información con respecto a las actividades de petróleo y gas de la Compañía de acuerdo con las exigencias de la regulación bursátil. Esta información incluye los datos de reservas, los cuales son estimados de las reservas probadas y las reservas probables y el ingreso neto futuro relacionado con ellas a diciembre 31 de 2015, estimado mediante el uso precios y costos proyectados.

Los evaluadores de reservas calificados e independientes han evaluado los datos de reservas de la Compañía. El informe de los evaluadores de reservas calificados e independientes será radicado ante las autoridades de regulación bursátil junto con este informe.

El Comité de Reservas de la junta directiva de la Compañía ha

- (a) revisado los procedimientos de la Compañía para suministrar información a los evaluadores de reservas calificados e independientes;
- (b) tenido reuniones con los evaluadores de reservas calificados e independientes para determinar si algunas restricciones han afectado la capacidad de tales evaluadores para informar sin reservas; y
- (c) revisado los datos de reservas con la administración y los evaluadores de reservas calificados e independientes.

El Comité de Reservas de la junta directiva ha revisado los procedimientos de la Compañía para reunir y reportar otra información relacionada con actividades de petróleo y gas y ha revisado esa información con la administración. La junta directiva, por recomendación del Comité de Reservas, ha aprobado:

- (a) el contenido y la radicación ante las autoridades reguladoras de valores del Formulario 51-101F1, el cual contiene datos de reservas y otra información de petróleo y gas;
- (b) la radicación del Formulario 51-101F2, el cual es el informe de los evaluadores de reservas calificados e independientes sobre los datos de reservas; y
- (c) el contenido y la radicación de este informe.

Debido a que los datos de reservas están basados en juicios relacionados con eventos futuros, los resultados reales variarán y tales variaciones pueden ser significativas.

(firmado) "Charle Gamba"

**Charle Gamba, Presidente Ejecutivo,
Presidente y Miembro de Junta Directiva**

(firmado) "Mark Teare"

Mark Teare, Vicepresidente de Exploración

(firmado) "Michael Hibberd"

**Michael Hibberd, Presidente de la Junta
Directiva y Miembro de Junta Directiva**

(firmado) "David Winter"

David Winter, Miembro de Junta Directiva

Fecha: marzo 23 de 2016

APÉNDICE C

CANACOL ENERGY LTD.

TÉRMINOS DE REFERENCIA DEL COMITÉ DE AUDITORÍA

I. Constitución y objeto

El Comité de Auditoría (el “Comité”) será establecido por resolución de la Junta Directiva (la “Junta”) de Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Compañía”) con el objeto de asistir a la Junta en el cumplimiento de sus obligaciones de supervisión financiera mediante la revisión de los reportes financieros y otra información financiera suministrada por Canacol a autoridades reguladoras y accionistas, los sistemas de controles internos de Canacol relacionados con finanzas y contabilidad, y los procesos de auditoría, contabilidad y reporte financiero de Canacol. En forma consistente con esta función, el Comité incentivará la mejora continua de las políticas, los procedimientos y las prácticas de Canacol, y deberá impulsar la adhesión a los mismos en todos los niveles. Los roles y responsabilidades principales del Comité son:

- Servir como parte independiente y objetiva para hacer seguimiento a la integridad y calidad del reporte financiero y el sistema de control interno de Canacol y revisar los reportes financieros de Canacol.
- Revisar y evaluar las calificaciones, la independencia, la contratación, la remuneración y el desempeño de los auditores externos de Canacol.
- Brindar una vía abierta de comunicación entre los auditores de Canacol, la gerencia financiera y la alta gerencia, y la Junta.

II. Composición

El Comité estará compuesto por al menos tres personas nombradas por la Junta de entre sus miembros, todos los cuales miembros serán independientes conforme al significado del Instrumento Nacional 52-110 - Comités de Auditoría (“NI 52-110”), a menos que la Junta decida apoyarse en alguna exención del NI 52-110. “Independiente” generalmente significa libre de todo negocio o cualquier otra relación directa o indirecta importante con la Compañía, que en opinión de la Junta pueda razonablemente interferir con el ejercicio del juicio independiente del miembro del Comité.

Todos los miembros del Comité deben ser financieramente letrados conforme al significado del NI 52-110, a menos que la Junta haya decidido apoyarse en alguna exención del NI 52-110. Ser financieramente letrado significa que los miembros tengan la capacidad de leer y entender un conjunto de estados financieros que presenten una amplitud y un nivel de complejidad de asuntos contables que sean comparables en general con la amplitud y la complejidad de los asuntos que razonablemente pueda esperarse que surjan de los estados financieros de la Compañía.

Cada miembro del Comité servirá por voluntad de la Junta hasta que el miembro renuncie, sea removido o deje de ser miembro de la Junta. La Junta llenará las vacantes en el Comité mediante el nombramiento de entre los miembros de la Junta. Si hay una vacancia en el Comité, los miembros restantes ejercerán todas sus facultades en tanto haya quórum. La Junta nombrará a un presidente para el Comité, de entre los miembros del mismo (el “Presidente”). Si el Presidente del Comité no está presente en una reunión del Comité, uno de los otros miembros del Comité que esté presente en la reunión será escogido por el Comité para presidir la reunión.

Ningún Miembro de Junta Directiva que actúe como miembro de junta de otra compañía será elegible para actuar como miembro del Comité a menos que la Junta haya determinado que tal servicio simultáneo no afectará la capacidad de dicho miembro de servir efectivamente en el Comité. Las determinaciones sobre si un Miembro de Junta Directiva en particular satisface los requerimientos para ser miembro del Comité serán adoptadas por el Comité de Gobierno Corporativo y Remuneración.

Ningún miembro del Comité recibirá de la Compañía o cualquiera de sus filiales remuneración distinta a los honorarios a los cuales tenga derecho como Miembro de la Junta Directiva de la Compañía o como miembro de un Comité de la Junta. Tales honorarios serán pagados en efectivo y/o acciones, opciones de compra u otra contraprestación en especie habitualmente disponible para los Miembros de Junta Directiva.

III. Reuniones

El Comité se reunirá al menos cuatro veces al año y/o según lo estime apropiado el Presidente del Comité. El Presidente del Comité, cualquier miembro del Comité, los auditores externos de la Compañía, el Presidente de la Junta, el Presidente Ejecutivo (“CEO”) o el Vicepresidente Financiero (“CFO”) podrán convocar a una reunión del Comité mediante la notificación al secretario corporativo de la Compañía, quien notificará a los miembros del Comité. La mayoría de los miembros del Comité constituirán quórum.

Como parte de su trabajo para incentivar la comunicación abierta, el Comité se reunirá al menos anualmente con la administración y los auditores externos en sesiones separadas. El CEO y el CFO y un representante de los auditores externos de la Compañía podrán, si son invitados por el Presidente del Comité, asistir y hablar en las reuniones del Comité. El Comité también podrá invitar a cualquier otro directivo o empleado de la Compañía, al asesor legal, a los asesores financieros de la Compañía y a cualquier otra persona para que asista a las reuniones y haga presentaciones con respecto a su área de responsabilidad, según lo considere necesario el Comité.

Las actas de las reuniones del Comité registrarán con exactitud las decisiones tomadas y serán distribuidas a los miembros del Comité con copias a la Junta, el CFO o cualquier otro directivo que actúe en tal calidad, y los auditores externos. Los anexos de soporte y

la información revisada por el Comité se mantendrán a disposición para examen por parte de cualquier Miembro de Junta Directiva.

El Presidente del Comité estará disponible en la asamblea general anual de la Compañía para dar respuesta a cualquier pregunta de los accionistas sobre las actividades y responsabilidades del Comité.

IV. Autoridad

El Comité está autorizado por la Junta para:

- a) Investigar todo asunto dentro de sus Términos de Referencia.
- b) Tener comunicación directa con los auditores externos de la Compañía.
- c) Solicitar cualquier información que requiera a cualquier empleado de la Compañía.
- d) Contratar, a su discreción, asesores externos legales, contables u otros, a cargo de la Compañía, para obtener asesoría y asistencia en relación con cualquier asunto relacionado con sus deberes, responsabilidades y facultades, según lo dispuesto o impuesto por estos Términos de Referencia, o de otro modo por la ley o por los estatutos de la Compañía.

V. Roles y responsabilidades

El Comité tendrá los roles y responsabilidades indicados a continuación, así como cualquier otra función que sea específicamente delegada al Comité por la Junta y que la Junta esté autorizada a delegar por virtud de leyes y normas aplicables. Para cumplir con sus responsabilidades, el Comité hará lo siguiente:

a) Asuntos contables y de reporte financiero

1. En consulta con los auditores externos, revisará con la administración la integridad de los procesos de reporte financiero de Canacol, tanto internos como externos.
2. Revisará con los auditores externos y la administración la extensión en la cual los cambios y mejoras en las prácticas financieras o contables hayan sido implementados.
3. En cada reunión, consultará con los auditores externos, sin la presencia de la administración, sobre la calidad de los principios contables y los controles internos de Canacol y cuán completos y exactos son los estados financieros de Canacol.

4. Revisará los estados financieros intermedios y anuales de la Compañía y el documento de discusión y análisis de operaciones de la administración (el “MD&A”), los Formularios de Información Anual y los comunicados de prensa sobre ganancias antes de su revelación pública y la aprobación de la Junta, cuando fuere necesaria, y se asegurará de que estén operando los procedimientos adecuados para la revisión de la revelación pública por parte de Canacol de información financiera tomada o derivada de los estados financieros de la Compañía para su inclusión en documentos tales como la Circular de Información de la Administración y los prospectos.
5. Después de tal revisión con la administración y los auditores externos, hará su recomendación a la Junta sobre la aprobación de los estados financieros anuales o intermedios y el MD&A, así como cualquier otra radicación ante las comisiones de valores.
6. Hará seguimiento, en discusión con los auditores externos, de la integridad de los estados financieros de la Compañía antes de su presentación a la Junta, enfocándose especialmente en:
 - (a) Políticas y prácticas contables significativas conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), según sean aplicables a Canacol, y todo cambio a tales políticas y prácticas contables según lo requerido por quienes establecen las normas, o según lo sugerido por los auditores externos y la administración.
 - (b) Áreas de juicios importantes, entre ellas las causaciones significativas, los supuestos y estimados claves, y la visión de los auditores externos sobre cuán apropiados son tales juicios.
 - (c) Ajustes significativos derivados de la auditoría.
 - (d) El supuesto de negocio en marcha.
 - (e) Cumplimiento de estándares contables incluidos los efectos en los estados financieros de métodos alternativos dentro de los principios de contabilidad generalmente aceptados.
 - (f) Cumplimiento de requisitos legales y de bolsas de valores.
 - (g) Tratamiento contable y revelación de grandes transacciones así como de transacciones no usuales y no recurrentes.
 - (h) Activos y pasivos contingentes y de cuentas de orden que sean significativos y las revelaciones correspondientes.
 - (i) Requerimientos de revelación para los compromisos.
 - (j) Cumplimiento de pactos conforme a convenios de crédito.
 - (k) Hallazgos importantes de auditoría en revisiones intermedias durante el año, incluido el estado de las recomendaciones de auditorías previas.

- (l) Todas las transacciones con partes relacionadas, con las revelaciones requeridas en los estados financieros.
 - (m) Oportunidad de los pagos de ley.
7. Al menos en forma anual, revisará con el asesor legal y la administración de la Compañía todos los asuntos legales y de regulación y de litigio, los reclamos o contingencias, incluidas las liquidaciones de impuestos, los incumplimientos o notificaciones de licencias o concesiones, las violaciones de salud y seguridad o asuntos ambientales, que puedan tener un efecto importante en la situación financiera de la Compañía, y la forma en que estos asuntos pueden ser o hayan sido revelados en los estados financieros.

b) Audidores Externos

1. Considerará y hará recomendaciones a la Junta para que esta someta a aprobación de los accionistas en asamblea general o especial el nombramiento, la reelección y la remoción de los auditores externos de Canacol y para aprobar la remuneración y los términos de vinculación de los auditores externos para la auditoría anual, las revisiones intermedias y cualquier otro servicio relacionado con la auditoría y no relacionado con la auditoría.
2. Cuando haya de darse un cambio de los auditores, revisará los asuntos relacionados con el cambio y la información por incluir en el aviso que sobre dicho cambio deba darse a los reguladores de valores.
3. Solicitará a los auditores externos que reporten directamente al Comité.
4. Discutirá con los auditores externos, antes de que comience la auditoría, la naturaleza y el alcance de la auditoría y otros asuntos relevantes.
5. Revisará y hará seguimiento al desempeño de los auditores externos y la efectividad del proceso de auditoría, para lo cual tomará en consideración los requisitos profesionales y normativos pertinentes.
6. Obtendrá en forma anual una declaración formal escrita de los auditores externos en que indiquen todas las relaciones entre los auditores externos y Canacol y confirmen su independencia con respecto a Canacol.
7. Revisará y discutirá con los auditores externos todas las relaciones o los servicios revelados que puedan tener impacto en la objetividad e independencia de los auditores externos.
8. Revisará y aprobará las políticas de contratación de Canacol en relación con socios, empleados y exsocios y exempleados de los auditores presentes y pasados de la Compañía.

9. Discutirá los problemas y las reservas surgidas en la auditoría, y todos los asuntos que los auditores externos deseen discutir (en ausencia de la administración cuando sea necesario).
10. A la terminación de la auditoría, revisará el reporte de los auditores externos sobre los estados financieros y las cartas de recomendaciones emitidas a la administración, junto con las respuestas de la administración, incluida la carta de declaración de la administración.
11. Revisará y preaprobará todos los servicios de auditoría y relacionados con la auditoría y los honorarios y otra remuneración relativa a los mismos, y todo servicio que no sea de auditoría prestado por los auditores externos de Canacol, y considerará el impacto en la independencia de los auditores. El requisito de preaprobación se dispensa con respecto a la prestación de servicios que no sean de auditoría cuando:
 - (i) el monto total de todos los servicios prestados a Canacol que no sean de auditoría constituyan no más del cinco por ciento del monto total de ingresos pagados por Canacol a sus auditores externos durante el año fiscal en el cual sean prestados los servicios que no sean de auditoría;
 - (ii) tales servicios no hayan sido reconocidos por Canacol en el momento de la contratación como servicios que no son de auditoría;
 - (iii) tales servicios sean rápidamente llevados a la atención del Comité por parte de Canacol y sean aprobados antes de la terminación de la auditoría por parte del Comité o por uno o más miembros del Comité que sean Miembros de Junta Directiva de Canacol a quienes les haya sido delegada la autoridad por el Comité para dar tales aprobaciones.

Siempre que la preaprobación de los servicios que no sean de auditoría se presente en la primera reunión programada del Comité después de tal aprobación, tal autoridad podrá ser delegada por el Comité a uno o más miembros independientes del Comité.

12. Considerará los hallazgos importantes de los auditores externos y las respuestas de la administración, incluida la resolución de desacuerdos entre la administración y los auditores externos en relación con los reportes financieros.
13. Después de la terminación de la auditoría anual, revisará separadamente con la administración y los auditores externos toda dificultad significativa encontrada durante el curso de la auditoría, incluida toda restricción al alcance del trabajo o al acceso a la información requerida.
14. En cada reunión consultará con los auditores externos, sin la presencia de la administración, sobre la calidad, no solamente la aceptabilidad, de los principios contables aplicados en los reportes financieros de la Compañía, la efectividad de

los controles internos, y cuán completos y exactos son los reportes financieros de la Compañía.

c) **Controles y procedimientos de revelación (“C&PR”) y controles internos sobre información financiera (“CIIF”)**

1. Hará seguimiento y revisará la política de revelación de Canacol en forma anual.
2. Al final de cada año fiscal revisará la evaluación de la administración sobre el diseño y la efectividad de los C&PR de Canacol, incluida toda deficiencia de control identificada y los planes de remedio correspondientes para cualquier deficiencia sustancial o significativa.
3. Al final de cada año fiscal revisará la evaluación de la administración sobre el diseño y la efectividad de los CIIF de Canacol, incluida toda deficiencia de control identificada y los planes de remedio correspondientes para cualquier deficiencia sustancial o significativa.
4. Revisará y discutirá todo fraude o supuesto fraude que involucre a la administración o a otros empleados que tengan un papel en los CIIF de Canacol y las correspondientes acciones correctivas y disciplinarias por tomar.
5. Discutirá con la administración todo cambio significativo a los CIIF que sean revelados o considerados para revelación en el MD&A en forma trimestral.
6. Revisará y discutirá con el CEO y el CFO los procedimientos asumidos en relación con las certificaciones del CEO y el CFO para las radicaciones anuales e intermedias ante las comisiones de valores.
7. Revisará la aptitud de los controles y procedimientos internos relacionados con cualquier transacción corporativa en la cual miembros de junta directiva o directivos de Canacol tengan un interés personal, incluidas las cuentas de gastos de altos directivos de Canacol y el uso por parte de los directivos de los activos corporativos.

d) **Administración de riesgos**

1. Revisará las políticas y los procesos de administración de riesgos de la Compañía establecidos para identificar, evaluar y tratar efectivamente los riesgos principales del negocio de la Compañía y para recibir un reporte anual al respecto.
2. Revisará las exposiciones financieras asumidas por la Compañía junto con toda estrategia de mitigación, incluidas las posiciones física y financiera en mercados de productos básicos, las estrategias con derivados, los compromisos de capital, las exposiciones a riesgo soberano y de tipo de cambio, y las fluctuaciones de tasas de interés.

3. Revisará anualmente cuán adecuadas y efectivas son las pólizas de seguro de la Compañía, incluida la cobertura para daños materiales, lucro cesante, responsabilidad civil y directores y administradores.
 4. Revisará las principales financiaciones de la Compañía y sus planes y estrategias futuras de financiación, en consideración de las necesidades actuales y futuras del negocio y la condición de los mercados de capitales.
 5. Revisará y aprobará el análisis y la revelación de riesgos en documentos públicos.
- e) **Procedimientos para la recepción y el tratamiento de quejas relacionadas con asuntos de contabilidad, controles contables internos, o auditoría**
1. Establecerá procedimientos para:
 - (a) La recepción, la conservación y el tratamiento de quejas recibidas por Canacol en relación con asuntos de contabilidad, controles contables internos, o auditoría.
 - (b) La presentación anónima y confidencial por parte de los empleados de Canacol de inquietudes en relación con asuntos contables o de auditoría discutibles.
 - (c) La investigación de tales asuntos con apropiadas acciones de seguimiento.

VI. **Procedimientos de efectividad del Comité**

El Comité revisará sus Términos de Referencia en forma anual, o con mayor frecuencia según se requiera, para asegurarse de que se mantengan adecuados y pertinentes y que incorporen todos los cambios importantes a los requisitos legales y normativos y al entorno de negocios de la Compañía. El Comité hará recomendaciones al Comité de Gobierno Corporativo y Remuneración sobre los cambios propuestos, si los hubiere.

Se pretende que los procedimientos descritos en estos Términos de Referencia sirvan como directrices, y el Comité podrá adoptar en cualquier momento los procedimientos diferentes o adicionales que estime necesarios.

Al determinar el orden del día para una reunión, el Presidente del Comité instará a los miembros del Comité, a la administración, a los auditores externos de la Compañía y a otros miembros de la Junta a hacer aportes con el fin de abordar asuntos emergentes.

Antes del inicio del año fiscal, el Comité presentará una planeación anual de las reuniones que se realizarán durante el año fiscal por iniciar, para revisión y aprobación de la Junta, con el fin de asegurar el cumplimiento de los requisitos de los Términos de Referencia del Comité.

Todo material escrito suministrado al Comité será adecuadamente equilibrado (esto es, pertinente y conciso) y será distribuido antes de la reunión respectiva con el tiempo suficiente para permitir que los miembros del Comité revisen y entiendan la información.

El Comité realizará una autoevaluación anual de su desempeño y de estos Términos de Referencia y hará recomendaciones al Comité de Gobierno Corporativo y Remuneración con respecto a los mismos.

Los miembros del Comité recibirán entrenamiento adecuado y oportuno para mejorar su entendimiento de asuntos de auditoría, de contabilidad, normativos y de la industria que sean aplicables a Canacol.

Los nuevos miembros del Comité recibirán un programa de orientación para educarlos en el negocio de la Compañía, sus responsabilidades, y las prácticas contables y de reporte financiero de la Compañía.