

# **CANACOL ENERGY LTD.**

**FORMULARIO DE INFORMACIÓN ANUAL  
AÑO TERMINADO EN DICIEMBRE 31 DE 2023**

**FECHA: MARZO 21 DE 2024**



## TABLA DE CONTENIDO

<b>ALGUNAS DEFINICIONES .....</b>	<b>2</b>
<b>ABREVIATURAS Y CONVERSIÓN .....</b>	<b>11</b>
<b>INFORMACIÓN .....</b>	<b>12</b>
<b>TÉRMINOS QUE NO SON DE PCGA .....</b>	<b>12</b>
<b>ENUNCIADOS CON PROYECCIONES A FUTURO .....</b>	<b>12</b>
<b>NOMBRE Y CONSTITUCIÓN.....</b>	<b>15</b>
<b>RELACIONES ENTRE COMPAÑÍAS.....</b>	<b>16</b>
<b>DESARROLLO GENERAL DEL NEGOCIO.....</b>	<b>16</b>
<b>DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO .....</b>	<b>21</b>
<b>PROPIEDADES Y OPERACIONES PRINCIPALES.....</b>	<b>28</b>
<b>ESTADO DE DATOS DE RESERVAS Y OTRA INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS.....</b>	<b>35</b>
<b>DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL ....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>DIVIDENDOS Y DISTRIBUCIONES .....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>PRECIO Y VOLUMEN DE NEGOCIACIÓN.....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>VENTAS PREVIAS.....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>VALORES EN CUSTODIA .....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y DIRECTIVOS....</b>	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>
<b>INFORMACIÓN DEL COMITÉ DE AUDITORÍA .....</b>	<b>63</b>
<b>PROCESOS LEGALES Y ACCIONES DE ENTES REGULADORES.....</b>	<b>66</b>
<b>INTERÉS DE LA ADMINISTRACIÓN Y OTROS EN TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS ...</b>	<b>66</b>
<b>AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADORES.....</b>	<b>66</b>
<b>CONTRATOS SIGNIFICATIVOS.....</b>	<b>67</b>
<b>PARTICIPACIÓN DE EXPERTOS.....</b>	<b>67</b>
<b>FACTORES DE RIESGO .....</b>	<b>67</b>
<b>INFORMACIÓN ADICIONAL, FINANCIERA Y DE OTRA CLASE.....</b>	<b>889</b>

## ANEXOS

<b>ANEXO A</b>	<b>Informe sobre Datos de Reservas de Evaluador de Reservas Independiente Calificado (Formulario 51-101F2)</b>
<b>ANEXO B</b>	<b>Informe de la Administración y la Junta Directiva sobre Revelaciones de Petróleo y Gas (Formulario 51-101F3)</b>
<b>ANEXO C</b>	<b>Términos de Referencia del Comité de Auditoría</b>

## 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

“**Línea de Crédito de 2018**” significa el préstamo a término garantizado de \$30 millones con un banco importante, el cual fue modificado en junio de 2020. El préstamo a término, según fue modificado, vencía en junio 30 de 2023, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en siete cuotas trimestrales iguales a partir de diciembre 31 de 2021. El préstamo a término causaba intereses a una tasa de LIBOR más 4.25% anual y estaba garantizado por la instalación de procesamiento de gas natural Jobo 2 de la Compañía. La Compañía usó una parte de los recursos netos provenientes de la oferta de los Títulos Preferenciales de 2021 para pagar la Línea de Crédito de 2018.

“**Títulos Preferenciales de 2018**” significa los títulos preferenciales a 7.25% por un monto de capital total de \$320 millones, cuya fecha de vencimiento final es mayo 3 de 2025, emitidos por la Compañía en mayo 3 de 2018 de conformidad con el Contrato de Títulos Preferenciales de 2018. La Compañía usó una parte de los recursos netos provenientes de la oferta de los Títulos Preferenciales de 2021 para financiar la compra de los Títulos Preferenciales de 2018 de conformidad con la Oferta Pública.

“**Contrato de Títulos Preferenciales de 2018**” significa el contrato de fiducia de fecha mayo 3 de 2018 que rige los términos de los Títulos Preferenciales de 2018.

“**Préstamo Puente de 2020**” significa el préstamo puente a término preferencial no garantizado de \$75 millones con un sindicato de bancos, el cual fue modificado en agosto de 2021. El préstamo puente, según fue modificado, causaba interés a una tasa de LIBOR más 4.25% anual y vencía en julio 31 de 2023. En febrero 17 de 2023, la Compañía pagó el Préstamo Puente de 2020 con recursos provenientes de la Línea de Crédito Rotativo de 2023 y posteriormente terminó el acuerdo de préstamo. Ver “*Descripción de la Estructura de Capital – Deuda de Largo Plazo – Préstamo Puente de 2020*”.

“**Línea de Crédito Rotativo de 2020**” significa la línea de crédito rotativo preferencial no garantizado de \$46 millones con un sindicato de bancos. La línea de crédito rotativo causaba interés a una tasa de LIBOR más 4.75% anual y vencía en julio 29 de 2023. En febrero 17 de 2023, la Compañía terminó la Línea de Crédito Rotativo de 2020 y contrató la Línea de Crédito Rotativo de 2023. Ver también “*Descripción de la Estructura de Capital – Deuda de Largo Plazo – Línea de Crédito Rotativo de 2020*”.

“**Títulos Preferenciales de 2021**” significa los títulos preferenciales a 5.75% por un monto de capital total de \$500 millones, cuya fecha de vencimiento final es noviembre 24 de 2028, emitidos por la Compañía en noviembre 24 de 2021 de conformidad con el Contrato de Títulos Preferenciales de 2021. Ver también “*Descripción de la Estructura de Capital – Deuda de Largo Plazo – Títulos Preferenciales de 2021*”.

“**Contrato de Títulos Preferenciales de 2021**” significa el contrato de fiducia de fecha noviembre 21 de 2021 que rige los términos de los Títulos Preferenciales de 2021.

“**Línea de Crédito Rotativo de 2023**” significa la línea de crédito rotativo preferencial no garantizado de \$200 millones con un sindicato de bancos. La línea de crédito rotativo causa interés a una tasa de SOFR más 4.5% anual y vence en febrero 17 de 2027. Ver también “*Descripción de la Estructura de Capital – Deuda de Largo Plazo – Línea de Crédito Rotativo de 2023*”.

“**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.

“**ANLA**” significa la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

“**Arrow**” significa Arrow Exploration Corp.

“**BGEC**” significa Boury Global Energy Consultants Ltd., una firma independiente de consultoría de ingeniería de petróleos.

“**Informe de BGEC**” significa el informe elaborado por BGEC en marzo 19 de 2024 titulado “Informe de evaluación de reservas de ciertas propiedades de Canacol Energy Ltd. en Colombia a diciembre 31 de 2023, NI-51-101”.

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

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

“**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 en el capital de Canacol según está constituido actualmente.

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

“**Consolidación**” tiene el significado establecido bajo el encabezado “*Nombre y Constitución*”.

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

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

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

“**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, operado por la Compañía y en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

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

“**GEI**” Significa gas de efecto invernadero.

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

“**LIBOR**” significa la Tasa Interbancaria de Oferta de Londres [por su sigla en inglés].

“**Nuevo Estatuto No. 1**” tiene el significado establecido bajo el encabezado “Nombre y Constitución”.

“**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.

“**OGX**” significa OGX Petroleo E Gas S.A.

“**Promigás**” significa Promigás S.A. E.S.P.

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

“**SEDAR+**” significa el Sistema de Análisis y Recuperación de Documentos Electrónicos+, al cual se puede acceder en [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca).

“**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.

“**SOFR**” Significa la Tasa de Financiación a Un Día Garantizada.

“**Contrato de E&P de SSJN-7**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Valle del Bajo Magdalena en Colombia, operado por Canacol, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 50%.

“**Oferta Pública**” tiene el significado establecido bajo el encabezamiento “*Desarrollo General del Negocio – Tres Años de Historia – Período de Enero 1 de 2021 a Diciembre 31 de 2021*”.

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

“**Contrato de E&P de 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 de 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 tenía una participación en la explotación del 100%. La Compañía renunció al Contrato de E&P de VIM 19 durante el año terminado en diciembre 31 de 2021.

“**Contrato de E&P de VIM 21**” 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 de VIM 33**” 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 de VIM 44**” 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 de VMM 2**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio en Colombia, operado por ConocoPhillips, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 20%.

“**Contrato de E&P de VMM 3**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio en Colombia, operado por ConocoPhillips, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 20%.

“**Contrato de E&P de VMM 10-1**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P de VMM 45**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P de VMM 47**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P de VMM 49**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P de VMM 53**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio en Colombia, operado por la Compañía, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 100%.

### **Términos Técnicos Seleccionados**

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

“**Gas asociado**” significa la capa de gas que está por encima de una acumulación de petróleo crudo en un depósito.

“**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 estructurales, depositarias o erosionadas localizadas.

“**Petróleo crudo**” significa una mezcla consistente principalmente de pentanos e hidrocarburos más pesados que existe en fase líquida en yacimientos y permanece líquida a temperatura y presión atmosféricas. 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.

**“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 extracción, tratamiento, recolección y almacenamiento del petróleo y el gas de las reservas. Más específicamente, los costos de desarrollo, incluidos los costos operativos de equipo e 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, ductos de gas y energía, en la medida necesaria para desarrollar las reservas.
- (b) Perforar y equipar pozos de desarrollo, pozos de prueba estratigráfica de tipo de desarrollo y pozos de servicio, incluidos los costos de plataformas y equipo de pozos como revestimiento, ducto, 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, instrumentos 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.

**“Costos de exploración”** significa los 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 de prueba estratigráfica de tipo exploratorio. 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, 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, 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 de prueba estratigráfica de tipo exploratorio.

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

**“Campo”** significa un área consistente en un solo depósito o múltiples depósitos todos agrupados en o relacionados con la misma característica estructural geológica individual y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o más depósitos en un campo que estén separados verticalmente por estratos impermeables intervinientes o lateralmente por barreras geológicas locales, o ambos. Los depósitos que están asociados por estar en campos superpuestos o adyacentes pueden ser tratados como un solo o común campo operacional. Las expresiones geológicas “característica estructural” y “condición estratigráfica” pretenden indicar características geológicas localizadas, en contraste con términos más amplios como “cuenca”, “tendencia”, “provincia”, “zona” o “área de interés”.

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

- (a) que sean generalmente aceptados como una perspectiva razonable del futuro; y
- (b) si hay, 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 diferido”** 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 que no sean deducibles al calcular la renta gravable;
- (c) tomando en cuenta créditos y compensaciones de impuestos estimados; 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 neto futuro”** 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, los costos operativos, los costos de desarrollo y los costos de abandono y recuperación relacionados.

**“Bruto”** 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 que o igual a 22.3° de gravedad API.

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

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

“**Neto**” significa:

- (a) En relación con la participación de la Compañía en producción o 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.

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

“**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 servicios de pozos; e
- (e) 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 en el importe; y
- (c) Comisiones de intermediarios, cargos de anotación y registro, costos legales y otros costos en que se incurre 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.

**“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”.

**“Depósito”** significa una unidad rocosa bajo la superficie que contiene una acumulación de petróleo.

**“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.

**“Pozo de servicio”** significa un pozo perforado o completado con el fin de soportar la producción en un campo 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.

**“Gas en solución”** significa gas natural disuelto en petróleo crudo.

**“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 en:

- (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 de tipo de desarrollo también se denominan “pozos de evaluación”.

**“Equipo e instalaciones de soporte”** significa equipos e instalaciones usados en actividades de petróleo y gas, incluyendo equipo de sísmica, equipo de perforación, equipo de construcción y clasificación, vehículos, talleres de reparación, bodegas, puntos de suministro, campamentos, y oficinas de división, distrito o campo.

**“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.

**“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
bb/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
GNL	gas natural licuado	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 <sup>2</sup>	kilómetros cuadrados		
m <sup>3</sup>	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		
psi	Libras por pulgada cuadrada		

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 <sup>3</sup>	28.174
Mcf	MMBTU	1.00523
m <sup>3</sup>	pies cúbicos	35.315
bbl	m <sup>3</sup>	0.159
m <sup>3</sup>	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 2023, 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 estimado en Colombia, basado en el Informe de BGEC, se presenta en dólares de Estados Unidos a diciembre 31 de 2023.

## TÉRMINOS QUE NO SON DE PCGA

Este FIA se refiere a algunas medidas financieras que no están determinadas conforme a los PCGA. Dado que las medidas que no son de PCGA no tienen un significado estandarizado establecido por las NIIF y por tanto es improbable que sean comparables con medidas similares presentadas por otras compañías, las regulaciones de valores exigen que las medidas que no son de PCGA sean claramente definidas, calificadas y conciliadas con su medida de PCGA más cercana. Salvo que se indique otra cosa, estas medidas que no son de PCGA se calculan y revelan sobre una base consistente de un período a otro. Los ítems de ajuste específicos pueden ser relevantes solo en ciertos períodos.

La intención de las medidas que no son de PCGA es brindar información útil adicional con respecto al desempeño operacional y financiero de Canacol a inversionistas y analistas, aunque las medidas no tengan un significado estandarizado bajo las NIIF. Las medidas, por tanto, no deben ser consideradas aisladamente o usadas en sustitución de las medidas de desempeño preparadas de acuerdo con las NIIF. Otros emisores pueden calcular en forma diferente estas medidas que no son de PCGA.

En particular, la expresión “ganancia operacional neta” se usa en este Formulario de Información Anual, y se debe advertir a los lectores que la ganancia operacional neta no está definida por los PCGA y puede no ser comparable con medidas similares presentadas por otras compañías. La administración cree que esta es una medida útil que brinda una comparación del desempeño general relativo entre compañías pues es una medida común usada por otras compañías que operan en la industria del petróleo y el gas. La administración usa esta medida para evaluar el desempeño general de la Compañía en relación con el de sus competidoras y para fines de planeación interna.

“**Ganancia Operacional Neta**” no es una medida financiera de los PCGA y se calcula como ingresos netos de regalías, menos cargos de transporte y procesamiento y gastos operativos, y después divididos por los BOE o Mcf vendidos.

Para más información con respecto a las medidas financieras que no han sido definidas por los PCGA, incluidas las conciliaciones con la medida de PCGA más cercana comparable, vea la sección de “Medidas que no están en las NIIF” del documento de discusión y análisis de la administración de la Compañía que acompaña a sus estados financieros anuales auditados más recientes, los cuales están disponibles en SEDAR+.

## 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 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”, “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, las estimaciones 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 (incluyendo 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 particular, los enunciados con proyecciones a futuro incluidos en este Formulario de Información Anual comprenden, sin que se limiten a ellos, enunciados con respecto a: 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 esperado de los mismos; tratamiento conforme a regímenes reglamentarios 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; monto, si lo hay, de dividendos para decretar; situación financiera, acceso a capital y estrategia general; cantidad de reservas 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 hay 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; 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; volatilidad en precios del mercado para petróleo, LGN y gas natural; imprecisión en los estimados de reservas y recursos; limitaciones operacionales debidas a la deuda; 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; impacto de eventos de salud globales (como la pandemia de COVID-19); falta de disponibilidad de personal calificado; capacidad de la Compañía de obtener reservas y recursos; tasas de producción y tasas de disminución de 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; riesgos relacionados con la negociación con gobiernos extranjeros así como riesgos de país relacionados con la realización de actividades internacionales; riesgos asociados con adquisiciones y enajenaciones; 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 asociados a la expansión a nuevas áreas geográficas (como Bolivia); 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 de SEDAR+.

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 el 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 tendrá suficiente flujo de caja, fuentes de deuda o capital u otros recursos financieros requeridos para cubrir sus gastos y requerimientos de capital y operativos según sea necesario; que la gestión y los resultados de las operaciones de la Compañía serán consistentes con sus expectativas; que la Compañía tendrá 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, de conformidad con 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.

Los estimados de producción futura pueden ser considerados como información financiera orientada al futuro o una perspectiva financiera para efectos de leyes bursátiles canadienses aplicables. La perspectiva financiera y la información financiera orientada al futuro contenidas en este Formulario de Información Anual sobre el desempeño financiero, la situación financiera o los flujos de caja prospectivos se basan en supuestos sobre eventos futuros, incluyendo condiciones económicas y cursos de acción propuestos, con base en la evaluación por parte de la administración de la información relevante actualmente disponible y que se volverá disponible en el futuro. En particular, este Formulario de Información Anual contiene información operacional proyectada para los próximos tres años. Estas proyecciones contienen enunciados con proyecciones a futuro y se basan en una serie de supuestos y factores importantes. Los resultados reales pueden diferir significativamente de las proyecciones presentadas en este documento. Estas proyecciones también pueden considerarse en el sentido de contener información financiera orientada al futuro o una perspectiva financiera. Los resultados reales de

las operaciones de Canacol para cualquier período pueden variar con respecto a los montos indicados en estas proyecciones, y tales variaciones pueden ser importantes. Consulte arriba una discusión de los riesgos que pueden hacer que los resultados reales varíen. La información financiera orientada al futuro y las perspectivas financieras contenidas en este Formulario de Información Anual han sido aprobadas por la administración a la fecha de este Formulario de Información Anual. A los lectores se les advierte que la perspectiva financiera y la información financiera orientada al futuro contenidas en este documento no deben usarse para fines distintos a aquellos para los cuales se revelan aquí. Canacol y su administración creen que la información financiera prospectiva ha sido preparada sobre una base razonable, que refleja los mejores estimados y criterios de la administración, y representa, de conformidad con el mejor conocimiento y la mejor opinión de la administración, el curso de acción esperado de Canacol. Sin embargo, dado que esta información es altamente subjetiva, no debe ser tomada como necesariamente indicativa de resultados futuros.

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 o 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 tendrá lugar 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 cualquier 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 fue continuada de conformidad con la ABCA en noviembre 24 de 2004. En febrero 12 de 2009, la Compañía cambió su nombre a “Canacol Energy Ltd.”

En enero 17 de 2023, Canacol consolidó sus Acciones Ordinarias sobre la base de cinco acciones anteriores a la consolidación por una acción posterior a la consolidación (la “**Consolidación**”).

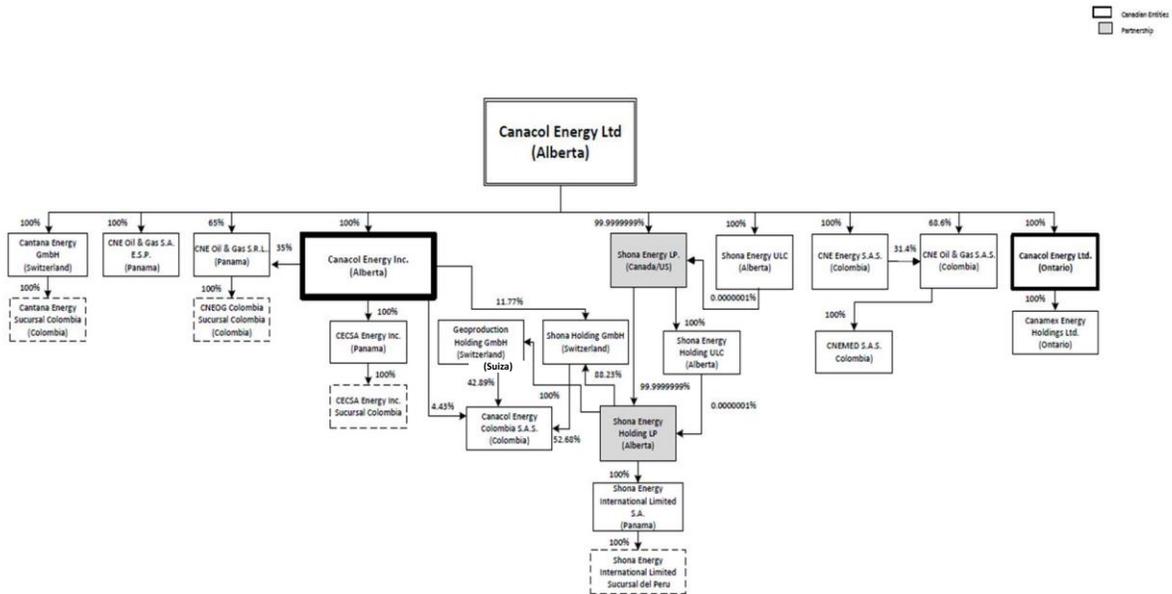
En noviembre 9 de 2022, la Junta Directiva aprobó la adopción del nuevo Estatuto No. 1 de la Compañía (el “**Nuevo Estatuto No. 1**”), el cual fue confirmado por los Accionistas en la Asamblea Especial de Accionistas realizada en diciembre 19 de 2022. Para obtener más información sobre el Nuevo Estatuto No. 1, por favor consulte la circular de información de la administración de la Compañía de fecha noviembre 9 de 2022, radicada en SEDAR+ bajo el perfil de Canacol en noviembre 17 de 2022.

La oficina principal de la Compañía está situada en 2000, 215 - 9th Avenue S.W., Calgary, Alberta, T2P 1K3. 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 - 2<sup>nd</sup> 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 establece la relación de la Compañía con cada subsidiaria importante de la misma y sus respectivas jurisdicciones de constitución a la fecha del presente documento.



[Switzerland = Suiza]

## DESARROLLO GENERAL DEL NEGOCIO

Canacol es una compañía internacional de petróleo y gas con operaciones enfocadas en tierra firme en Colombia. La Compañía tiene su oficina principal en Calgary, Alberta, Canadá.

Desde 2008, la Compañía ha adquirido participaciones en propiedades de petróleo y gas situadas en Colombia, incluyendo: (i) la Adquisición de Carrao, la cual incluyó los Contratos de E&P de VMM 2 y VMM 3 en la cuenca del Magdalena Medio; (ii) la Adquisición de Shona, la cual incluyó el Contrato de E&E de Esperanza y el Contrato de E&P de VIM 21 situados en la Cuenca del Bajo Magdalena; (iii) la adquisición a OGP de los Contratos <sup>(Suiza)</sup> E&P <sup>(Suiza)</sup> VIM 5 y VIM 19 situados en la Cuenca del Bajo Magdalena; (iv) la adquisición a Frontera Energy Corporation de una participación del 50% en el Contrato de E&P de SSJN-7 situado en la Cuenca de San Jacinto, (v) el Contrato de E&P de VIM 33 situado en la Cuenca del Bajo Magdalena y los Contratos de E&P de VMM 45 y VMM 49 situados en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, cada uno adjudicado en una ronda de licitaciones administrada por la ANH en 2019; (vi) el Contrato de E&P de VIM 44 situado en la Cuenca del Bajo Magdalena y el Contrato de E&P de VMM 47 situado en la Cuenca del Magdalena Medio, cada uno adjudicado en una ronda de licitaciones administrada por la ANH en 2020, y (vii) el Contrato de E&P de VMM 10-1 y el Contrato de E&P de VMM 53, cada uno situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, cada uno adjudicado en una ronda de licitaciones administrada por la ANH en 2021.

Durante y después de 2012, la Compañía se enfocó en gran parte en el desarrollo y crecimiento de su negocio de gas natural a través de sus adquisiciones estratégicas y actividades de exploración y desarrollo y, durante el año terminado en diciembre 31 de 2018, la Compañía enajenó la mayoría de sus activos de petróleo convencionales en Colombia para convertirse en una compañía principalmente

enfocada en Colombia, en la exploración y producción de gas convencional. La Compañía es ahora la compañía independiente más grande de exploración y producción de gas natural en Colombia.

## Historia de Tres Años

A continuación se presenta una descripción del desarrollo del negocio de Canacol y de las transacciones y los eventos importantes de los últimos tres años financieros terminados, así como de las actividades que han ocurrido o que se espera que ocurran en el año financiero corriente.

### *Período de Enero 1 de 2021 a Diciembre 31 de 2021*

En febrero 12 de 2021, la Compañía anunció el nombramiento del Sr. Juan Argento como miembro de la Junta Directiva.

En marzo 18 de 2021, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en abril 15 de 2021, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en marzo 31 de 2021.

En junio 21 de 2021, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en julio 15 de 2021, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en junio 30 de 2021.

En agosto 30 de 2021, la Compañía anunció la firma de un nuevo contrato de venta de gas en firme a largo plazo con Empresas Públicas de Medellín E.S.P. ("**EPM**"). Para entregar el gas se construiría un nuevo gasoducto de 20 pulgadas desde la planta de tratamiento de gas de Canacol en Jobo hasta la ciudad de Medellín ubicada aproximadamente a 300 km al sur ("**Gasoducto de Medellín**").

En agosto 30 de 2021, la Compañía también anunció que había modificado los términos del Préstamo Puente de 2020 a partir del 12 de agosto de 2021, para extender tanto el plazo como el período de disponibilidad de los montos no utilizados hasta julio 31 de 2023.

En septiembre 16 de 2021, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en octubre 15 de 2021, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en septiembre 30 de 2021.

En noviembre 8 de 2021, la Compañía anunció el inicio de una oferta por parte de Credit Suisse Securities (USA) LLC (directamente o a través de una filial) ("**Credit Suisse**") para comprar en efectivo todos y cada uno de los Títulos Preferenciales de 2018 pendientes (la "**Oferta Pública**").

En noviembre 16 de 2021, la Compañía anunció la oferta privada de los Títulos Preferenciales de 2021 por un monto de capital total de \$500,000,000. Los Títulos Preferenciales de 2021 pagan intereses semestralmente a una tasa de 5.75% anual, y vencen en 2028, a menos que se rediman o recompren antes, de acuerdo con sus términos. Los Títulos Preferenciales de 2021 están garantizados total e incondicionalmente por algunas subsidiarias de Canacol. En relación con la oferta de Títulos Preferenciales de 2021, la Compañía realizó la Oferta Pública con Credit Suisse para comprar todos y cada uno de los Títulos Preferenciales de 2018 pendientes con vencimiento en 2025, que estaban sujetos a una tasa de interés anual del 7.25%. La contraprestación total pagada por cada \$1,000 de monto de capital de los Títulos Preferenciales de 2018 fue de \$1,065.85.

En noviembre 24 de 2021, la Compañía completó la oferta privada de los Títulos Preferenciales de 2021 por el monto de capital total de \$500,000,000. La Compañía usó los ingresos netos de la oferta para: (i) financiar la compra de los Títulos Preferenciales de 2018 por parte de Credit Suisse de conformidad con la Oferta Pública; (ii) pagar los honorarios y gastos de la Oferta Pública; (iii) refinanciar algunas otras deudas existentes de la Compañía; y (iv) para fines corporativos generales, incluyendo gastos de capital.

En diciembre 14 de 2021, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en enero 17 de 2022, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en diciembre 30 de 2021.

En diciembre 21 de 2021, la Compañía anunció que había renovado su oferta de emisor de curso normal a través de la TSX y/o sistemas de negociación alternativos.

### ***Período de Enero 1 de 2022 a Diciembre 31 de 2022***

En enero 28 de 2022, la Compañía anunció que compró 5,307,700 Acciones Ordinarias anteriores a la Consolidación a C\$3.15 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación bajo su oferta de emisor de curso normal, con base en la exención de compra en bloque en virtud de las reglas de oferta de emisor de curso normal. La compra se realizó a un tercero en condiciones de libre competencia a través de la TSX.

En marzo 17 de 2022, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en abril 19 de 2022, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en marzo 31 de 2022.

En mayo 6 de 2022, la Compañía anunció que el proyecto del Gasoducto de Medellín fue declarado un Proyecto de Interés Nacional Estratégico (PINE) por el Gobierno de Colombia.

En junio 20 de 2022, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en julio 15 de 2022, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en junio 30 de 2022.

En julio 7 de 2022, la Compañía anunció que William Satterfield fue ascendido al cargo de Vicepresidente Sénior de Exploración, en reemplazo de Mark Teare.

En septiembre 19 de 2022, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en octubre 17 de 2022, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en septiembre 30 de 2022.

En octubre 24 de 2022, la Compañía anunció que firmó un contrato con el consorcio Shanghai Engineering and Technology Corp. para la construcción del Gasoducto de Medellín.

En diciembre 14 de 2022, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en enero 16 de 2023, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en diciembre 29 de 2022.

En diciembre 19 de 2022, la Compañía anunció que los Accionistas aprobaron la Consolidación y el Nuevo Estatuto No. 1 en la asamblea especial de Accionistas realizada en diciembre 19 de 2022.

### ***Periodo de Enero 1 de 2023 a Diciembre 31 de 2023***

En enero 17 de 2023, la Compañía anunció que presentó la modificación de los estatutos para implementar la Consolidación. La negociación en la TSX sobre una base posterior a la Consolidación comenzó en enero 20 de 2023.

En enero 31 de 2023, la Compañía anunció que renovó su oferta de emisor de curso normal a través de la TSX y/o sistemas alternativos de negociación.

En febrero 22 de 2023, la Compañía anunció que suscribió la Línea de Crédito Rotativo de 2023.

En marzo 16 de 2023, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.26 por Acción Ordinaria, pagadero en abril 17 de 2023, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en marzo 31 de 2023.

En junio 20 de 2023, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.26 por Acción Ordinaria, pagadero en julio 17 de 2023, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en junio 30 de 2023.

En junio 24 de 2023, la Compañía anunció los resultados de su asamblea general anual de accionistas realizada en junio 23 de 2023, los cuales incluyeron, entre otros asuntos, el nombramiento del Sr. Gustavo Gattass como miembro de la Junta Directiva.

En agosto 21 de 2023, la Compañía anunció que había cambiado sus auditores de KPMG LLP a PricewaterhouseCoopers LLP, con efecto a partir de agosto 14 de 2023.

En septiembre 14 de 2023, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.26 por Acción Ordinaria, pagadero en octubre 16 de 2023, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en septiembre 29 de 2023.

En octubre 16 de 2023, la Compañía anunció que presentó un informe de alerta temprana en relación con el ejercicio en octubre 13 de 2023 por parte de Canacol de 18,357,602 opciones de compra de 18,357,602 acciones ordinarias en el capital de Arrow, una compañía cotizante en la Bolsa de Valores TSX Venture y en el Mercado AIM de la Bolsa de Valores de Londres, a un precio de ejercicio de £0.09 (C\$0.15) por acción. Las opciones fueron adquiridas por Canacol en virtud de una colocación privada completada por Arrow en octubre 25 de 2021. Tras el ejercicio de las opciones, Canacol tenía un total de 60,072,807 acciones ordinarias de Arrow, que representaban aproximadamente el 22.5% de las acciones ordinarias de Arrow emitidas y en circulación en ese momento.

En octubre 18 de 2023, la Compañía anunció la renuncia del Sr. Juan Argento a la Junta Directiva y el nombramiento de la Sra. Valentina Garbarini como Miembro de la Junta Directiva en su reemplazo.

En octubre 19 de 2023, la Compañía anunció la terminación por parte de ella tanto del contrato de venta de gas en firme a largo plazo con EPM como del proyecto del Gasoducto de Medellín.

En octubre 19 de 2023, la Compañía también anunció que le fueron adjudicados tres Contratos de E&P con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, la compañía estatal boliviana de petróleo y gas, y la colocación de garantías iniciales por un total de \$1.4 millones en relación con dichos Contratos de E&P. La Compañía también está en el proceso de buscar la aprobación del gobierno para la adjudicación de un cuarto Contrato de E&P.

En diciembre 20 de 2023, la Compañía anunció que había decretado un dividendo de C\$0.26 por Acción Ordinaria, pagadero en enero 15 de 2024, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada en diciembre 29 de 2023.

Las actualizaciones operativas para el período terminado en diciembre 31 de 2023 incluyen:

- De finales de 2022 a principios de 2023, la Compañía perforó el pozo de exploración Natilla-1 situado en el bloque SSJN-7 (participación en la explotación del 50%). El pozo de exploración Natilla-1 tuvo problemas mecánicos y no alcanzó el objetivo principal de Ciénaga de Oro. Este evento fue cubierto por la póliza de seguro de la Compañía y, durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, la Compañía recibió \$5.1 millones de reembolso de seguro (netos para Canacol) relacionados con los costos de perforación de Natilla-1. El pozo posteriormente fue desviado, pero en últimas fue taponado y abandonado.

- En enero 23 de 2023, la Compañía anunció que comenzó la perforación del pozo de exploración Saxofón 1 en diciembre 2 de 2022, alcanzó una profundidad total de 9,416 pies de profundidad medida en enero 7 de 2023 y encontró una columna de gas bruta de 290 pies de profundidad vertical real dentro del reservorio de arenisca Porquero entre profundidades de 4,385 y 4,675 pies de profundidad medida, y una columna de gas bruta de 48 pies de profundidad vertical real dentro del reservorio primario de arenisca Ciénaga de Oro entre 7,560 y 7,608 pies de profundidad medida. Los reservorios con gas encontrados dentro de la arenisca Porquero mostraron una porosidad promedio de 26%, mientras que los de la arenisca Ciénaga de Oro mostraron una porosidad promedio de 16%. El pozo fue posteriormente conectado a producción permanente.
- En enero 23 de 2023, la Compañía también anunció que comenzó la perforación del pozo de exploración Dividivi 1 en diciembre 20 de 2022, alcanzó una profundidad total de 4,692 pies de profundidad medida en enero 2 de 2023 y encontró una columna de gas bruta de 89 pies de profundidad vertical real dentro de los reservorios primarios de arenisca Ciénaga de Oro y de piedra caliza Cicuco entre profundidades de 2,184 y 2,273 pies de profundidad medida. Los reservorios con gas mostraron una porosidad promedio de 27%.
- En enero 23 de 2023, la Compañía también anunció que comenzó la perforación del pozo de exploración Chimela 1 en noviembre 13 de 2022, alcanzó una profundidad total de 14,101 pies de profundidad medida en diciembre 16 de 2022 y encontró múltiples zonas con petróleo y gas dentro de los reservorios primarios de arenisca Lisama Superior y Lisama Basal entre profundidades de 12,410 y 13,694 pies de profundidad medida. Los yacimientos de petróleo encontrados dentro de Lisama Basal se encontraron entre 13,004 y 13,694 pies de profundidad medida con arenas individuales llenas de petróleo entre 8 y 20 pies de profundidad vertical real de espesor, con una porosidad promedio de 14%. El reservorio con gas en Lisama Superior tiene un espesor de 9 pies de profundidad vertical real, con una porosidad promedio de 10%.
- En mayo 3 de 2023, la Compañía anunció que inició la perforación del pozo de exploración Lulo 1 en abril 17 de 2023 y alcanzó una profundidad total de 8,434 pies de profundidad medida en abril 26 de 2023. El pozo encontró una profundidad vertical real de 207 pies de gas neto con una porosidad promedio de 21% dentro del reservorio primario de arenisca Ciénaga de Oro. El pozo fue posteriormente conectado a producción permanente.
- En junio 6 de 2023, la Compañía anunció que el pozo de evaluación Lulo 2, cuya perforación inició en mayo 17 de 2023, alcanzó una profundidad total de 7,112 pies de profundidad medida en junio 1 de 2023. El pozo encontró una profundidad vertical real de 230 pies de gas neto con una porosidad promedio de 20% dentro del reservorio primario de arenisca Ciénaga de Oro. El pozo fue posteriormente conectado a producción permanente.
- En junio 6 de 2023, la Compañía anunció la perforación del pozo de desarrollo Clarinete 8. El pozo fue posteriormente conectado a producción permanente.
- En julio 5 de 2023, la Compañía anunció que inició la perforación del pozo de exploración Piña Norte 1 en junio 26 de 2023. El pozo posteriormente encontró con una zona de sobrepresión en un yacimiento muy poco profundo y, debido a dificultades de perforación, tuvo que ser taponado y abandonado.
- En agosto 3 de 2023, la Compañía anunció que inició la perforación del pozo de exploración gemelo de compensación Piña Norte 2 en julio 18 de 2023.
- En septiembre 5 de 2023, la Compañía anunció que en agosto 9 de 2023 inició la perforación del pozo de exploración Cereza 1 en agosto 9 de 2023 y alcanzó una profundidad total de 7,650 pies de profundidad medida en agosto 20 de 2023. El pozo encontró cantidades no comerciales de gas dentro del reservorio de arenisca Ciénaga de Oro y fue taponado y abandonado.

- En octubre 10 de 2023, la Compañía anunció que completó la perforación del pozo de desarrollo Aguas Vivas 4 en septiembre 16 de 2023, encontrando una profundidad vertical real de 357 pies de zona neta de gas dentro del objetivo principal de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo fue posteriormente conectado a producción permanente.
- En octubre 10 de 2023, la Compañía también anunció que completó la perforación del pozo de desarrollo Clarinete 9 en octubre 5 de 2023. El pozo encontró una profundidad vertical real de 236 pies de zona neta de gas dentro del reservorio de arenisca Ciénaga de Oro. El pozo fue posteriormente conectado a producción permanente.
- En octubre 10 de 2023, la Compañía también anunció que completó la perforación del pozo de evaluación Fresa 2 apuntando a areniscas del reservorio de arenisca superior Ciénaga de Oro que son productivas en el pozo de exploración de compensación Fresa 1 perforado en 2021. Fresa 2 encontró 10 pies de profundidad vertical real de zona neta de gas dentro del objetivo superior de Ciénaga de Oro.
- En noviembre 7 de 2023, la Compañía anunció que había completado la perforación de los pozos de desarrollo Pandereta 9 y Nelson 15, que encontraron una profundidad vertical real de 134 y 138 pies, respectivamente, de zona neta de gas dentro del objetivo principal de arenisca de Ciénaga de Oro. Los pozos fueron posteriormente conectados a producción permanente.
- En diciembre 20 de 2023, la Compañía anunció que había completado la perforación del pozo de desarrollo Pandereta 10 que encontró 122 pies de zona neta de gas dentro del reservorio de arenisca Ciénaga de Oro. El pozo fue posteriormente conectado a producción permanente.
- En diciembre 20 de 2023, la Compañía también anunció la perforación del pozo de desarrollo Nelson 16. El pozo fue posteriormente conectado a producción permanente.

### **Desarrollos Recientes**

En marzo 21 de 2024, la Compañía anunció que había descontinuado su dividendo trimestral en efectivo con el fin de fortalecer su balance.

### **Adquisiciones significativas**

Durante el período finalizado en diciembre 31 de 2023, la Compañía no completó ninguna adquisición significativa según lo definido en NI 51-102.

## **DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO**

### **General**

La Compañía es la empresa independiente de exploración y producción de gas natural más grande en Colombia. El objetivo de Canacol es continuar haciendo crecer su negocio de producción de gas de manera que maximice el retorno para sus Accionistas, y al mismo tiempo se convierta en líder en su compromiso con el medio ambiente, las comunidades en las que trabaja, y el gobierno corporativo.

El portafolio de activos de la Compañía abarca propiedades de producción, desarrollo, evaluación y exploración. Todas las operaciones de petróleo y gas de la Compañía están actualmente situadas en tierra en Colombia, concentradas en las regiones de los Llanos y el Magdalena. Los activos principales de exploración y producción de gas natural convencional de la Compañía, el Contrato de E&E de Esperanza y los Contratos de E&P de VIM 5 y VIM 21, están situados en la cuenca del Bajo Magdalena en el norte de Colombia. Ver también *“Descripción del Negocio y las Operaciones – Propiedades y Operaciones Principales”*.

## **Estrategia de Exploración y Desarrollo**

El plan de exploración y desarrollo a corto plazo de la Compañía es continuar haciendo crecer 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, 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 en Colombia y otras jurisdicciones 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 el retorno para los Accionistas, teniendo en cuenta la posición 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 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 al establecimiento de reservas comercialmente obtenibles. Consulte *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol”*.

## **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 y gas y otros productores y operadores individuales, muchos de los cuales tienen sustancialmente más recursos financieros y humanos y una infraestructura más desarrollada y amplia. Los competidores más grandes de la Compañía, por razón de su tamaño y relativa fortaleza financiera, pueden acceder más fácilmente a los mercados de capital 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. La variación estacional del clima, incluyendo las temporadas lluviosas, afecta el acceso en ciertas

circunstancias. Consulte también *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol”*.

### **Habilidades y Conocimientos Especializados**

Las operaciones en la industria del petróleo y el gas natural hacen que Canacol requiera profesionales con habilidades y conocimientos en diversos campos de especialización. En el curso de su exploración, desarrollo y 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 también *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol - Dependencia de Personal Clave”*.

### **Empleados**

A diciembre 31 de 2023, la Compañía tenía aproximadamente el equivalente a 396 empleados de tiempo completo en todo el mundo, de los cuales 116 empleados de tiempo completo estaban trabajando en el segmento de exploración y producción. Además, la Compañía utiliza, según se requiera de tiempo en tiempo, los servicios de profesionales por contrato o como consultores.

### **Operaciones en el Extranjero**

Las operaciones y los activos de petróleo y gas de la Compañía están situados en una jurisdicción extranjera. En consecuencia, la Compañía está sujeta a incertidumbres políticas, económicas y de otro tipo, incluyendo, entre otros, cambios, a veces frecuentes, en políticas energéticas o en el personal que las administra, nacionalización, expropiación de propiedades sin compensación justa, 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”*.

### **Protección del Medio Ambiente y Tendencias en Regulación Ambiental**

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 y desechos peligrosos, 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 y 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.

Históricamente, las exigencias de protección ambiental no han tenido un efecto financiero u operacional significativo en los gastos de capital, las ganancias o la posición competitiva de la Compañía. Las exigencias ambientales no tuvieron un efecto significativo en tales aspectos en el año fiscal de 2023. Sin embargo, en tanto la tendencia a estándares más estrictos en la legislación y regulación ambiental continúa, la Compañía anticipa gastos de capital y operacionales mayores como consecuencia. No puede darse seguridad sobre que las leyes ambientales no resultarán en una reducción de producción o un aumento importante de los costos de las actividades de producción, desarrollo o exploración, o que no afectarán adversamente de otro modo la situación financiera, los gastos de capital, los resultados de las operaciones, la posición competitiva o los prospectos de la Compañía. Consulte los “Factores de Riesgo”.

## **Políticas Ambientales, de Salud y de Seguridad**

Las principales estrategias ambientales de la Compañía incluyen la preparación de evaluaciones integrales de impacto ambiental y la elaboración de planes de manejo ambiental específicos para cada proyecto. Canacol insta a que la comunidad local se involucre en la planeación ambiental a fin de crear una relación positiva entre el negocio de petróleo y gas y las industrias locales existentes. La práctica de la Compañía es hacer todo lo que razonablemente pueda para asegurar que se mantenga sustancialmente en cumplimiento de la legislación de protección ambiental. Canacol está comprometida a cumplir con sus responsabilidades para proteger el medio ambiente en donde sea que opere y tomará las medidas que sean requeridas para garantizar el cumplimiento de la legislación ambiental. Los programas de seguimiento y reporte del desempeño en materia ambiental, de salud y seguridad (“**EH&S**” [por sus siglas en inglés]) en las operaciones del día a día, así como las inspecciones y evaluaciones, están diseñados para dar seguridad de que se cumplen los estándares ambientales y normativos. La Compañía mantiene un programa activo y comprensivo de administración y seguimiento de la integridad de sus instalaciones, tanques de almacenamiento y ductos. Hay planes de contingencia en operación para una respuesta oportuna a un evento ambiental y hay en operación programas de abandono, remediación y recuperación y se utilizan para restaurar el medio ambiente. La Compañía también realiza una detallada revisión de debida diligencia como parte de su proceso de adquisición para determinar si los activos por adquirir están en cumplimiento normativo y ambiental y evaluar toda responsabilidad con respecto a ello. La administración es responsable de revisar el control interno de la Compañía y sus estrategias y políticas EH&S, incluyendo el plan de respuesta a emergencias de la Compañía. La administración informa a la Junta Directiva a través del Comité Ambiental, Social y de Gobierno (“**ESG**” [por sus siglas en inglés]) con respecto a los asuntos EH&S.

## **Estrategia ASG**

Canacol está comprometida con la exploración y la producción del gas natural necesario para mejorar la calidad de vida de millones de colombianos de una manera segura, eficiente y rentable. En línea con este compromiso, la Compañía desarrolló una estrategia ESG para identificar apropiadamente los riesgos emergentes y construir resiliencia y a la vez capitalizar oportunidades para la creación de valor a largo plazo. La estrategia abarca tres prioridades:

- *Un futuro energético más limpio:* suministrar gas natural con los más altos estándares de eficiencia ambiental y operativa.
- *Empoderar a la gente:* tener un impacto positivo en las personas y demostrar el compromiso de Canacol de mejorar el bienestar, la prosperidad, la salud y seguridad de sus empleados, contratistas y las comunidades a las cuales sirve.
- *Un negocio transparente y ético:* adoptar mejores prácticas, incorporar gobierno, fomentar el respeto a los derechos humanos, y garantizar la ética y la integridad en todo lo que Canacol hace.

En 2023, la Compañía cumplió el 100% de sus objetivos ESG establecidos para el año. El Comité ESG ayudó a la Junta Directiva a cumplir con sus responsabilidades de supervisión con respecto a la gestión

climática, la estrategia de diversidad e inclusión, el compromiso de ciberseguridad y las iniciativas sociales de la Compañía. En forma consistente con esta función, el Comité ESG sirvió como una parte independiente para monitorear la integridad y el cumplimiento de la estrategia ESG de Canacol.

### **Aspectos ESG Destacados de 2023**

#### Ambientales

- Ninguna operación en áreas de Categoría I-IV de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN) ni en áreas del patrimonio mundial de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO [por su sigla en inglés]).
- Información de emisiones verificada por un tercero y un auditor externo.
- No se identificó estrés hídrico en las regiones donde opera la Compañía.
- Evaluación y coordinación continuas de cargas eléctricas para mejorar significativamente la eficiencia energética y de emisiones de carbono. La mayor parte de la energía usada para las operaciones de Canacol proviene del gas natural de producción propia, complementado con energía solar en lugares remotos.
- La ejecución del 100% de los proyectos de conservación de la naturaleza de Canacol con actores locales, para fortalecer la protección de la biodiversidad en los departamentos de Córdoba y Sucre en Colombia.
- Canacol se ha fijado como objetivo la neutralidad de carbono en 2050 para las emisiones de alcances 1 y 2. Además, la Compañía tiene como objetivo reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub>e en un 50% para 2035, en comparación con la línea de base de 2022 para los alcances 1 y 2.
- 16% de agua usada o reciclada en las operaciones de la Compañía.

#### Sociales

- Canacol mantuvo el sello Platino Equipares del Ministerio de Trabajo de Colombia y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.
- La Compañía recibió el reconocimiento del Pacto Mundial para las prácticas de Desarrollo Sostenible por la contribución de la Compañía al Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 5, a través de la práctica "Canacol una Cultura Enfocada en la Diversidad, la Equidad y la Inclusión".
- Canacol recibió la certificación de Gran Lugar para Trabajar de parte de GPTW International.
- Las compras de la Compañía en un 98% fueron locales, regionales y nacionales.
- Canacol marcó el ritmo del sector de petróleo y gas de Colombia con una fuerza laboral que es 37% femenina, un porcentaje más alto que el promedio mundial de la industria de petróleo y gas del 22% y que el promedio nacional de Colombia de 27%.
- Se implementó el Proceso de Evaluación ESG y el Código de Conducta de los Proveedores.
- Se implementaron más de 58 proyectos sociales con 39 comunidades y 14,916 personas beneficiadas.

## De Gobierno

- Plan de bonificación anual basado en objetivos corporativos e individuales específicos para todos los ejecutivos y empleados.
- Programa de incentivos y remuneración a largo plazo basado en medidas y desempeño ESG específicos.
- Nombramiento de una mujer como miembro de la Junta Directiva, cumpliendo con el objetivo de diversidad de género de la Compañía para 2023.
- Plan de sucesión actualizado.
- Se ha operado sin que se hayan reportado infracciones éticas o violaciones de derechos humanos.
- Continuó la capacitación de concientización en ciberseguridad para el 100% del personal y contratistas críticos.
- Se capacitó al 100% de los empleados en el Código de Ética y Conducta Empresarial y en políticas anticorrupción.
- Se capacitó al 100% de los proveedores en el Código de Conducta y Ética para Contratistas y Proveedores.
- Se creó una política de gestión y supervisión de riesgos establecida y monitoreada por el Comité de Auditoría.
- Se mantuvo el Sistema de Gestión de Seguridad de la Información obteniendo la recertificación en la Norma ISO IEC 27001:201.
- Reconocimiento de Canacol de las Mejores Prácticas en Derechos Humanos del Pacto Mundial por la iniciativa "Canacol: Una cultura centrada en el respeto y la garantía de los Derechos Humanos".
- La Compañía fue aceptada como Miembro Comprometido de la Iniciativa de Principios Voluntarios.

## **Desempeño de las Calificaciones ESG**

Después de la implementación de la estrategia ESG de Canacol, la Compañía logró una excelente mejora en las calificaciones priorizadas por sus partes interesadas. Esto destaca el desempeño excepcional de la Compañía en el cumplimiento de su estrategia ESG, los objetivos corporativos y las metas de sostenibilidad propuestas.

- *Calificación MSCI ESG:* Calificada con A, con un aumento en desempeño, gestión y prácticas.
- *Riesgo ESG de Sustainalytics:* Mejoró la puntuación de 26.8 a 23.7 – Tercer percentil superior en la industria de productores de petróleo y gas en todo el mundo.
- *Evaluación de Sostenibilidad Corporativa:* Canacol fue incluida en el Anuario de Sostenibilidad Global de S&P de 2024 por alto desempeño en prácticas sostenibles. Canacol fue la mejor compañía en gobierno corporativo en el segmento de exploración y producción e integrado de

petróleo y gas y se ubicó en el 10% superior de la industria en general. Mejoró con respecto a una puntuación de 68 a 69.

- *Refinitiv*: Calificada con B+ con base en pilares ambientales (emisiones y uso de recursos), sociales (puntajes de fuerza laboral, derechos humanos y la comunidad) y de gobierno (puntajes de la administración y los accionistas), lo que equivale al mejor puntaje en la industria de petróleo y gas en Colombia.
- *Calificación Corporativa ESG de ISS*: La calificación de Canacol subió de C+ a B-. Mejor desempeño que el promedio de la industria en temas claves.
- *Calificación Climática de CDP*: La calificación subió de C- a B-, más alta que el promedio regional suramericano de C- y más alta que el promedio de extracción y producción de petróleo y gas de C.

### **Perspectivas ESG para 2024**

La Compañía ve el año 2024 como una oportunidad significativa para consolidar la integración de su estrategia ESG en su cadena de valor, para aprovechar oportunidades y mitigar riesgos. Algunos de los hitos establecidos y por lograr en 2024 son:

- Continuar logrando que no ocurran accidentes ni eventos ambientales de incumplimiento.
- Desarrollar el primer centro de manejo de residuos sólidos en la Estación Jobo para gestionar y cumplir con la certificación de cero residuos y otros requisitos de gestión de residuos.
- Desarrollar el primer informe sobre riesgos y oportunidades de la naturaleza en el marco del Grupo de Trabajo sobre Revelación de Información Financiera Relacionada con la Naturaleza (TNFD [por su sigla en inglés]).
- Obtener el Sello Oro Equipares otorgado por el Ministerio de Trabajo y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) para fortalecer la estrategia de Diversidad, Equidad e Inclusión de la Compañía.
- Medir el impacto (efectividad, sostenibilidad y relevancia) del 100% de los proyectos de inversión social.
- Incluir criterios ESG para la evaluación y selección de proveedores en la evaluación estratégica de abastecimiento.
- Mantener los indicadores de seguridad industrial de la Tasa de Frecuencia Total de Incidentes Registrables (TRIFR [por su sigla en inglés]) y la Tasa de Frecuencia de Lesiones con Tiempo Perdido (LTIFR [por su sigla en inglés]) de la fuerza laboral (contratistas y empleados) por debajo de 1.99.
- Realizar pruebas anuales de estrés y sensibilidad a los riesgos estratégicos más relevantes.
- Capacitar al 100% del personal y de los contratistas estratégicos en las actualizaciones de los Sistemas de Autocontrol y Gestión de Riesgos de Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo (SAGRILAFT) y los Programas de Transparencia y Ética Empresarial (PTEE).
- Capacitar al 100% del personal y de los contratistas estratégicos en Persona Expuesta Políticamente (PEP), propietario beneficiario, conflicto de intereses y señales de advertencia.

- Continuar logrando cero violaciones de derechos humanos por parte de los empleados de la compañía y los contratistas de seguridad física.
- Mantener un 10 a 20% de representación femenina en la Junta Directiva.

## PROPIEDADES Y OPERACIONES PRINCIPALES

La siguiente es una descripción de las propiedades y operaciones principales de la Compañía a diciembre 31 de 2023.

### Colombia

En Colombia, la ANH es la administradora de los hidrocarburos en el país y, por lo tanto, es responsable de regular la industria colombiana de petróleo y gas, incluida la administración de todas las tierras de exploración. La ANH usa un contrato de riesgo de exploración, o Contrato de E&P, que establece beneficios completos de riesgo/recompensa para el contratista. Según los términos de este contrato, el operador ganador conserva los derechos sobre todas las reservas, la producción y los ingresos de cualquier bloque de exploración nuevo, con sujeción a las regulaciones existentes de regalías e impuestos.

El modelo de Contrato de E&P incluye tres etapas diferentes: exploración, evaluación y producción. La etapa exploratoria se divide en fases exploratorias: dos fases del "Período de Exploración", cada una de tres años, y la posibilidad de optar por un "Programa Exploratorio Posterior" de dos fases adicionales, cada una de 18 meses. A cada uno de los descubrimientos obtenidos se le aplicará el período de evaluación, cuyo plazo podrá ser de uno a tres años, dependiendo de las actividades de evaluación propuestas y del tipo de hidrocarburo por evaluar. La etapa de producción se extiende por un período de 24 años desde la declaración de comercialidad de cada "Área de Producción", con la posibilidad de extenderse hasta el límite económico.

Cuando opera en virtud de un contrato, el contratista es el propietario de los hidrocarburos extraídos del área del contrato durante la realización de las operaciones, con excepción de los volúmenes de regalías que son recaudados por la ANH (o su designado). El contratista puede mercadear los hidrocarburos en cualquier forma, con sujeción a una limitación en el caso de emergencias naturales en que la ley especifica la forma de venta. El valor de las regalías corresponde a un porcentaje creciente según el volumen de producción obtenido, con un monto mínimo de 6%.

El siguiente cuadro resumen presenta información general sobre las propiedades y operaciones de petróleo y gas en Colombia de la Compañía a diciembre 31 de 2023. La producción diaria promedio de los bloques operados por la Compañía en Colombia para el año terminado en diciembre 31 de 2023 fue de 32.366 boe/d.

Activo	Petróleo / Gas	Tipo	Estado	Acres Brutos	Acres Netos	% de Participación en la Explotación de Canacol	Socio(s)	Tipo de Contrato
<b>Cuenca del Bajo Magdalena</b>								
1	VIM 5	Gas	Convencional	Exploración	343,987	343,987	100%	
2	VIM 21	Gas	Convencional	Exploración	27,410	27,410	100%	
3	VIM 33	Gas	Convencional	Exploración	155,310	155,310	100%	
4	Esperanza	Gas	Convencional	Producción	16,055	16,055	100%	
5	SSJN-7	Gas	Convencional	Exploración	670,226	335,113	50%	ONGC Videsh Ltd. (50%)
6	VIM-44	Gas	Convencional	Exploración	8,273	8,273	100%	
<b>Cuenca del Valle del Magdalena Medio</b>								
7	VMM 2	Petróleo	No Convencional	Exploración	73,056	14,611	20%	ConocoPhillips (operador con 80%)
8	VMM 3	Petróleo	No Convencional	Exploración	83,311	16,662	20%	ConocoPhillips (operador con 80%)
9	VMM 10-1	Gas	Convencional	Exploración	235,580	235,580	100%	
10	VMM 45	Gas	Convencional	Exploración	12,422	12,422	100%	
11	VMM 47	Gas	Convencional	Exploración	86,143	86,143	100%	
12	VMM-49	Gas	Convencional	Exploración	148,244	148,244	100%	
13	VMM-53	Gas	Convencional	Exploración	128,592	128,592	100%	
<b>Cuenca de los Llanos</b>								
14	Rancho Hermoso <sup>(1)</sup>	Petróleo	Convencional	Producción	10,238	10,238	30%	Ecopetrol
				<b>Total</b>	<b>1,998,847</b>	<b>1,538,640</b>		

**Nota:**

(1) En diciembre 2 de 2021, la Compañía, a través de una subsidiaria poseída en su totalidad, firmó un contrato de operación y mantenimiento con Hocol S.A. (una subsidiaria de Ecopetrol) mediante el cual la Compañía cedió la propiedad de los pozos Rancho Hermoso-11 y Rancho Hermoso-16 a Hocol S.A., y la Compañía continuará operando los pozos con un precio de tarifa establecido de \$17.36 por boe bruto producido de los pozos. En diciembre 23 de 2022 se firmó una modificación al contrato de operación y mantenimiento con Hocol S.A., mediante la cual se incluyeron los pozos Rancho Hermoso-12 y Rancho Hermoso-13 en el alcance del contrato, con una tarifa escalonada asociada sujeta al precio promedio del Brent.

La siguiente es una descripción de las propiedades y operaciones significativas de petróleo y gas de la Compañía en Colombia a diciembre 31 de 2023.

**Cuenca del Bajo Magdalena**

La mayor parte de la posición de superficie altamente prospectiva de la Compañía está en la Cuenca del Valle del Bajo Magdalena, situada en la parte noroeste de Colombia. La Cuenca del Valle del Bajo Magdalena es una cuenca de arco anterior relacionada con la convergencia de las placas corticales del Pacífico y de América del Sur con subducción asociada y deformación por deslizamiento. La cuenca está sustentada por corteza continental y limitada al oeste por el prisma de acreción Sinú-San Jacinto. El reservorio primario en la cuenca consiste en clásticos marinos continentales gruesos a marginales de la Formación Ciénaga de Oro del Eoceno al Mioceno Inferior depositados en un entorno transtensional activo directamente sobre el basamento. Regionalmente, la Ciénaga de Oro está cubierta por gruesos esquistos marinos de la Formación Porquero, que proporcionan una excelente litología de sello superior. Arenas costeras bajas están presentes en la secuencia de esquisto marino y representan un objetivo de reservorio secundario menos profundo con potencial significativo en Porquero. En toda la cuenca, la fuente del gas predominantemente seco generalmente se atribuye a las rocas generadoras en el esquisto de Porquero y los carbones de Ciénaga de Oro.

### *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. La Compañía, a través de su subsidiaria CNE Oil & Gas S.A.S., totalmente de su propiedad, tiene una participación en la explotación del 100% en el bloque VIM 5 situado en los Departamentos de Sucre y Córdoba. El Contrato de E&P de VIM 5 cubre un área de 343,987 acres.

Este bloque actualmente está en la primera fase de una Fase de Exploración Posterior (PEP-1 [por su sigla en inglés]) ampliada que termina en abril 12 de 2025. El compromiso inicial para esta fase se cumplió por anticipado con la perforación del pozo Gaiteros-1 A3. Los compromisos adicionales para esta fase transferidos del Contrato de E&E de Esperanza y el Contrato de E&P de VIM 19 incluyen el pozo Corneta-1 A3 cumplido, y la sísmica 3D adquirida y procesada de Timbal 3D (105.2 km<sup>2</sup>) y Charango 3D (363.4 km<sup>2</sup>) para un total combinado de 468.6 km<sup>2</sup> de sísmica 3D.

En diciembre 15 de 2023, la ANH aprobó la prórroga adicional por dos años de PEP-1 hasta abril 12 de 2025, con el compromiso de adquisición de 60 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, que se cumplió con la adquisición de 85 km<sup>2</sup> del Programa de Sísmica 3D de Macao. El Plan Integral de Gestión de Cambio Climático ha sido presentado por la Compañía.

En abril 13 de 2025 iniciará la segunda fase del periodo de exploración posterior (PEP-2) con una duración de 18 meses y un compromiso exploratorio de perforación de un pozo A3. Este compromiso también se ha cumplido de manera anticipada con la perforación del pozo Porro Norte-1 y su acreditación ha sido aprobada por la ANH. Al llegar al final de PEP-1, el 50% del área del contrato en fase de exploración debe devolverse a la ANH y las áreas en fase de explotación o evaluación pueden ser retenidas por Canacol.

El bloque VIM 5 contiene tres campos productores de gas (Clarinete, Pandereta y Acordeón-Ocarina) y un Área de Evaluación (Saxofón) operados bajo un contrato con la ANH y produce gas natural seco para venta a clientes locales en virtud de contratos de largo plazo. El campo más significativo es Clarinete. La producción diaria promedio del bloque VIM 5 para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2023 fue de 19,197 boe/d y 19,779 boe/d, respectivamente.

### *Contrato de E&P de VIM 21*

La Compañía obtuvo su participación en la explotación en el Contrato de E&P de VIM 21 a través de la Adquisición de Shona. La Compañía, a través de su subsidiaria CNE Oil & Gas S.R.L. totalmente de su propiedad (que actúa a través de su sucursal CNEOG Colombia Sucursal Colombia), tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VIM 21. El Contrato de E&P de VIM 21 está situado en los Departamentos de Sucre y Córdoba, cubre un área total de 27,410 acres y es adyacente al Contrato de E&E de Esperanza y al Contrato de E&P de VIM 5.

El Contrato de E&P de VIM 21 se encuentra actualmente en la primera fase de PEP-1, y la ANH aprobó una prórroga de dos años de esta fase hasta diciembre 12 de 2025, con el compromiso de adquisición de 60 km<sup>2</sup> de sísmica 3D. Al comienzo de PEP-1, se le exigió a la Compañía que renunciara al 50% de la superficie de exploración del contrato, excluyendo la superficie de explotación y evaluación. El compromiso contractual de PEP-1 consiste en la perforación de un pozo A3, que se cumplió con la perforación del pozo Carambolo-1. PEP-1 terminará en diciembre 12 de 2025 y el 50% de la superficie de exploración del contrato deberá devolverse a la ANH en ese momento, excluyendo las áreas en explotación o evaluación. Después de PEP-1, el contrato entrará en PEP-2 con una duración de 18 meses y tiene como compromiso contractual la perforación de un pozo A3. El Plan Integral de Gestión de Cambio Climático ha sido presentado por la Compañía.

El bloque VIM 21 contiene dos campos productores de gas (Toronja y Breva/Arándala) y cinco áreas de evaluación (Aguas Vivas, Cornamusa, Fresa, Carambolo y Lulo) operados bajo un contrato con la ANH. Estos campos producen gas natural seco para venta a clientes locales en virtud de contratos de largo plazo. La producción diaria promedio del bloque VIM 21 para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2023 fue de 8,400 boe/d y 7,939 bep/d, respectivamente.

#### *Contrato de E&P de VIM 33*

La Compañía, a través de su subsidiaria CNE Oil & Gas S.A.S. totalmente de su propiedad, tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VIM 33, el cual fue adjudicado a la Compañía en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 2) administrada por la ANH en 2019. El Contrato de E&P de VIM 33 está situado en la Cuenca del Bajo Magdalena y cubre un área total de 155,310 acres.

La Compañía se ha comprometido con un programa de trabajo exploratorio, el cual incluye 61.5 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y un pozo de exploración A3 en una fase de tres años (fase 1) que termina en mayo 23 de 2024. El compromiso contractual del pozo para fase 1 fue cumplido con la perforación del pozo de exploración Dividivi-1. Adicionalmente la Compañía ha validado la adquisición de 62 km<sup>2</sup> de sísmica 3D con la perforación del pozo Lulo-1 dentro del bloque VIM 21. Una vez la fase 1 esté completa, la Compañía tiene la opción de extender el programa de trabajo exploratorio por tres años adicionales (fase 2) en el Contrato de E&P de VIM 33.

#### *Contrato de E&P de VIM 44*

La Compañía, a través de la subsidiaria CNE Oil & Gas S.A.S., totalmente de su propiedad, tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VIM 44, el cual fue adjudicado a la Compañía en una ronda de licitaciones de la ANH (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 3, PPAA # 3) administrada por la ANH en 2020. El Contrato de E&P de VIM 44 está situado en la Cuenca del Bajo Magdalena y cubre un área total de 8,273 acres.

La Compañía se ha comprometido con un programa de trabajo exploratorio, el cual incluye la adquisición de 37.5 km de sísmica 2D y 30 km<sup>2</sup> de sísmica 3D reprocesando por el periodo de tres años que comprende la fase 1. Una vez la fase 1 esté completa, la Compañía tiene la opción de extender el programa de trabajo exploratorio por tres años adicionales (fase 2) dentro del Contrato de E&P de VIM 44. La fase 2 tendrá un compromiso contractual de perforación de un pozo de exploración. La fase actual de este contrato, que termina en mayo 30 de 2024, es la fase preliminar previa a la fase exploratoria 1. En octubre 30 de 2023 la Compañía solicitó el inicio del proceso de Consulta Previa a la Autoridad Nacional de Consulta Previa.

#### *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, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad CNE Oil & Gas S.R.L. (actuando a través de su sucursal CNEOG Colombia Sucursal Colombia), tiene una participación en la explotación del 100% en el bloque Esperanza situado en el Departamento de Córdoba en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. El contrato cubre un área de 16,055 acres.

El bloque Esperanza contiene siete campos productores de gas y un área de evaluación (Cañandonga) operados bajo un contrato con la ANH, y produce gas natural seco para venta a clientes locales en virtud de contratos a largo plazo. El campo más significativo es Nelson, donde está ubicada la mayoría de las reservas de gas. La producción diaria promedio del bloque Esperanza para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2023 fue de 3,886 boe/d y 4,378 bep/d, respectivamente.

El Contrato de Esperanza actualmente está en el período de explotación, habiendo alcanzado el final del periodo de exploración (PEP-2) en diciembre 4 de 2021. Todas las áreas en exploración fueron cedidas a la ANH y el certificado de cesión de áreas fue firmado por Canacol y la ANH en agosto 19 de 2022.

#### *Contrato de E&P de SSJN-7*

En abril 25 de 2017, la Compañía anunció que había comprado una participación del 50% en el Contrato de E&P de SSJN-7 a Frontera Energy Corporation como contraprestación por la asunción de obligaciones contractuales de exploración con la ANH. ONGC Videsh Ltd. tiene el restante 50% de participación en la explotación en el Contrato de E&P de SSJN-7. Canacol es la operadora del contratista. En julio de 2023, antes del final de la fase 1, ONGC Videsh Ltd. presentó su retiro del Contrato de E&P de SSJN-7 y la aprobación de la cesión de su 50% de participación en la explotación a Canacol ha sido solicitada a la ANH.

El Contrato de SSJN-7 tiene un tamaño de 670,226 acres brutos y está situado entre los Contratos de E&P de VIM 5 y VIM 19, a lo largo de las zonas probadas y productivas de gas de Ciénaga de Oro y Porquero, según lo evidenciado por la posición de grandes campos productivos de gas tanto al norte como al sur del bloque. Históricamente se han perforado varios pozos de exploración, y dos descubrimientos comerciales en Ciénaga de Oro fueron desarrollados en el bloque, a saber, los campos Chinú (1956) y El Deseo (1989).

La administración de la Compañía ha identificado varias indicaciones con base en la limitada cobertura de sísmica 2D del bloque. Canacol también adquirió un proyecto de Sísmica 3D (Mayupa 3D, 157 Km<sup>2</sup>, 2021) a partir del cual se ha interpretado y mapeado una serie de prospectos de exploración perforables, entre ellos Natilla, que se perforó en 2023 (pozo Natilla-1, A-3) cuyo objetivo de exploración principal fue la formación de Ciénaga de Oro.

La fase 1 del período de exploración terminó en julio 16 de 2023. Los compromisos de trabajo se cumplieron con la adquisición de Mayupa 3D y la perforación del pozo exploratorio Natilla-1. El bloque se encuentra actualmente en la fase 2 del periodo de exploración y los compromisos de trabajo para esta fase incluyen la perforación de tres pozos exploratorios, la adquisición de 178.6 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y estudios Geofísicos y Geológicos (G&G) como compromisos contractuales. El pozo Natilla-1ST ya ha sido perforado como parte de los compromisos contractuales.

#### ***Cuenca del Valle del Magdalena Medio***

La Cuenca del Valle del Magdalena Medio, situada en el centro de Colombia, es una prolífica cuenca entre montañas con una larga historia de producción de hidrocarburos convencionales. El desarrollo de la cuenca comenzó en el Triásico con la ruptura y separación de América del Norte y del Sur a lo largo de la zona de subducción andina. La sucesión sedimentaria de arco posterior fue dominada por clásticos de origen oriental que representan los principales reservorios convencionales de arenisca en la cuenca. En un entorno más distal, la cuenca está dominada por esquisto marino y carbonatos, incluyendo varios intervalos de roca fuente. Los más prolíficos de estos, la Formación La Luna de edad Turoniana-Coniaciana y sus equivalentes laterales, son la principal fuente de petróleo y gas natural de la cuenca. La deposición marina en la cuenca terminó en el Maastrichtiano por la acreción de la Cordillera Occidental de los Andes. La sedimentación posterior de edad Terciaria estuvo dominada por clásticos no marinos derivados de eventos orogénicos importantes locales relacionados con el levantamiento de la Cordillera Oriental Andina del Mioceno.

#### *Contrato de E&P de VMM 2*

Situado en la Cuenca del Valle 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 petróleo de esquisto no convencional en las espesas formaciones cretácicas de La Luna y Rosa Blanca, análogas a la formación Eagle Ford.

ConocoPhillips es la operadora del Contrato de E&P de VMM 2 con una participación en la explotación del 80%, y Canacol, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad Canacol Energy Colombia S.A.S., tiene una participación en la explotación del 20%.

El Contrato de E&P de VMM 2 actualmente está en fase 1 (de 36 meses de duración), la cual está suspendida indefinidamente. En noviembre 1 de 2017, la ANH autorizó el cambio de los compromisos de trabajo mínimos para la fase 1. El compromiso de trabajo mínimo pendiente de la fase actual es la perforación de un pozo exploratorio A3 (\$10 millones), y el desvío horizontal del pozo vertical (\$7.46 millones). El contrato incluye un área bruta de 73,056 acres.

#### *Contrato de E&P de VMM 3*

El Contrato de E&P de VMM 3 fue aprobado por la ANH en diciembre 2 de 2015 para desarrollar reservorios no convencionales en el bloque VMM 3. ConocoPhillips es la operadora bajo el Contrato de E&P de VMM 3 (con una participación en la explotación del 80%) y Canacol, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad CNE Oil & Gas S.R.L. (actuando a través de su sucursal CNEOG Colombia Sucursal Colombia), tiene el otro 20% de participación en la explotación.

El Contrato de E&P de VMM 3 actualmente está en fase 1 (de 36 meses de duración), la cual está suspendida indefinidamente. En diciembre 9 de 2016, la ANH autorizó la transferencia de \$2.2 millones de la inversión del Contrato de E&P de Santa Isabel al Contrato de E&P de VMM 3. En noviembre 30 de 2016, la ANH autorizó la restitución de 182 días al plazo de la fase actual. Durante el año financiero terminado en diciembre 31 de 2017, los compromisos exploratorios para la fase 1 fueron completados. En diciembre 24 de 2018, la ANH aprobó la suspensión indefinida de la fase 1 hasta que la ANLA expida la licencia ambiental para exploración no convencional. El contrato incluye un área bruta de 83,311 acres.

#### *Contrato de E&P de VMM 10-1*

La Compañía, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad CNE Oil & Gas S.A.S., tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VMM 10-1, el cual fue adjudicado a la Compañía en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 4) administrada por la ANH en 2021. El Contrato de E&P de VMM 10-1 está ubicado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y cubre un área total de 235,580 acres. El Contrato de E&P de VMM 10-1 se encuentra actualmente en la fase 1 del período de exploración que termina en junio 16 de 2025. Este contrato tiene dos fases de exploración cada una de 36 meses de duración. Actualmente la Compañía está realizando el Estudio de Impacto Ambiental; por lo tanto, la licencia ambiental será solicitada por la Compañía en el segundo semestre de 2024. Hay un Valor Económico de Exclusividad (VEE) establecido, que corresponde a un pozo exploratorio, garantizado mediante una carta de crédito por el monto de \$5,197,568, que se cancelará tan pronto como la Compañía perfore un pozo A3 o A2.

#### *Contrato de E&P de VMM 45*

La Compañía, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad Cantana Energy S.A. (actuando a través de su sucursal Cantana Energy Sucursal Colombia), tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VMM 45, el cual fue adjudicado a la Compañía en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 2) administrada por la ANH en 2019. El Contrato de E&P de VMM 45 está situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y cubre un área total de 12,422 acres.

La fase 1 del Contrato de E&P de VMM 45 terminó en diciembre 3 de 2023 y los compromisos de trabajo incluyeron la perforación de un pozo de exploración A-3, que se cumplió con la perforación del pozo exploratorio Chimela 1, y el muestreo geoquímico del pozo (20 muestras), que fue validado con la perforación del pozo Lulo-1 (dentro del bloque VIM-21). El Contrato de E&P de VMM 45 actualmente está en la fase 2 y el compromiso de trabajo para esta fase es la perforación de un pozo de exploración A-3,

que la Compañía pretende cumplir con la perforación del pozo de exploración Pola-1 que se espera que sea perforado en 2025.

#### *Contrato de E&P de VMM 47*

La Compañía, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad CNE Oil & Gas S.A.S., tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VMM 47, el cual fue adjudicado a la Compañía en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 3, PPAA #3) administrada por la ANH en 2020. El Contrato de E&P de VMM 47 está situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y cubre un área total de 86,144 acres.

La Compañía se ha comprometido con un programa de trabajo exploratorio, el cual incluye la adquisición de 50 km de sísmica 2D y el reprocesamiento de 50 km de sísmica 2D en un periodo de tres años correspondiente a la fase actual (fase 1) que termina en julio 30 de 2024. La Compañía ha cumplido con el reprocesamiento de sísmica y ha validado 50 km de adquisición de sísmica 2D con la perforación del pozo exploratorio Lulo-1 dentro del bloque VIM 21. Una vez sea completada la fase 1, la Compañía tiene la opción de extender el programa de trabajo exploratorio por tres años adicionales y entrar en la fase 2 del Contrato de E&P de VMM 47.

#### *Contrato de E&P de VMM 49*

La Compañía, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad Cantana Energy S.A. (actuando a través de su sucursal Cantana Energy Sucursal Colombia), tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VMM 49, el cual fue adjudicado a la Compañía en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 2) administrada por la ANH en 2019. El Contrato de E&P de VMM 49 está situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y cubre un área total de 148,244 acres.

El contrato está actualmente en su fase preliminar que está programada para terminar en agosto 19 de 2024. La Compañía se ha comprometido con un programa de trabajo exploratorio, el cual incluye la adquisición de 200 km<sup>2</sup> de sísmica 3D y la perforación de tres pozos de exploración A3 en una fase de tres años (fase 1). La Compañía ha validado dos de los tres pozos del compromiso con la perforación de Cornamusa-1 (dentro del bloque VIM21) y Claxon-1 (dentro del bloque VIM 5), y 107 km<sup>2</sup> de sísmica 3D con la perforación de Saxofón-1 (dentro del bloque VIM 5) Una vez sea completada la fase 1, la Compañía tiene la opción de extender el programa de trabajo exploratorio por tres años adicionales y entrar en la fase 2 del Contrato de E&P de VMM 49.

#### *Contrato de E&P de VMM 53*

La Compañía, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad CNE Oil & Gas S.A.S., tiene una participación en la exploración del 100% en el Contrato de E&P de VMM 53, el cual fue adjudicado a la Compañía en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 4) administrada por la ANH en 2021. El contrato de E&P de VMM 53 está ubicado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y cubre un área total de 128,592 acres.

El Contrato de E&P de VMM 53 se encuentra actualmente en la fase 1 del periodo de exploración que termina en julio 29 de 2025. Este contrato tiene dos fases exploratorias de 36 meses cada una sin compromisos mínimos. Hay un Valor Económico de Exclusividad (VEE) establecido, correspondiente a un pozo exploratorio, garantizado mediante carta de crédito por el monto de \$5,197,568, que se cancelará tan pronto como la Compañía perfore un pozo A3 o A2.

#### ***Cuenca de los Llanos***

En septiembre de 2018, la Compañía vendió la mayoría de sus activos de petróleo convencional a Arrow. En esa medida, las operaciones de la Compañía en la Cuenca de los Llanos durante el año terminado en

diciembre 31 de 2023 estuvieron dedicadas a la producción de petróleo solamente a través de su campo productivo operado, Rancho Hermoso.

La Cuenca de los Llanos está situada al lado oriental de la Cordillera de los Andes y cubre un área de aproximadamente 200,000 km<sup>2</sup>. Esta es la cuenca de hidrocarburos más prolífica en Colombia y contiene la mayoría de los campos y las 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 empuje y elevación, tuvo como resultado un estilo estructural que se caracteriza por empujes de arraigo profundo y fallas normales de alto ángulo que se asocian con cierres de baja amplitud con orientación NNE-SSW.

### *Campo Rancho Hermoso*

Rancho Hermoso es un campo de petróleo maduro regido por un contrato con Ecopetrol. El contrato cubre un área de 10,238 acres.

La producción de petróleo de Rancho Hermoso se ubica en: (a) “no sujeta a tarifa”, que representa el petróleo crudo producido en virtud de un contrato de participación con Hocol S.A. (una subsidiaria de Ecopetrol); o (b) producción “a tarifa”, que representa el petróleo crudo producido en virtud de un contrato de servicio a riesgo con Hocol S.A., por el cual la Compañía recibe un precio de tarifa establecido de \$17.36 por boe bruto producido; o (c) el contrato de operación y mantenimiento con Hocol S.A., que representa petróleo crudo producido de los pozos RH-11, RH-12 y RH-16, por el cual la Compañía recibe un precio de tarifa establecido de \$17.36 (actualizado anualmente) por boe bruto producido. La producción diaria promedio a tarifa más no sujeta a tarifa neta antes de regalías del campo Rancho Hermoso para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2023 fue de 520 bopd y 535 bopd, respectivamente. Para el año terminado en diciembre 31 de 2023, la participación neta no sujeta a tarifa de la Compañía antes de regalías fue en promedio de 26.3%.

En virtud de la Modificación No. 1 de fecha octubre 30 de 2015, Ecopetrol asumió el 40% de los gastos de operación brutos. La Modificación No. 1 fija esos gastos en \$6 por bbl bruto de producción, en tanto el precio del petróleo crudo WTI sea igual o inferior a \$70 por bbl sobre una base promedio mensual.

En diciembre 23 de 2022 se firmó una modificación al contrato de operación y mantenimiento con Hocol S.A., mediante la cual se incluyeron los pozos Rancho Hermoso-12 y Rancho Hermoso-13 en el alcance del contrato, con una tarifa escalonada asociada vinculada al precio promedio del Brent.

### ***Resumen de las Operaciones en Colombia***

Los campos de gas de la Compañía que producen desde los reservorios probados de Ciénaga de Oro y Porquero están conectados a sus instalaciones centrales de procesamiento y tratamiento de gas de Jobo a través de más de 169 km de líneas de flujo, principalmente líneas de flujo de acero flexible.

Las instalaciones de procesamiento y tratamiento de gas natural de la Compañía consisten en tres plantas: (i) la original Jobo 1A/1B, que corresponde a unidades mecánicas de refrigeración; (ii) Jobo 2, que se puso en servicio en 2016; y (iii) Jobo 3, que se puso en servicio en 2019. Las plantas Jobo 2 y Jobo 3 usan un bucle J-T para enfriar el gas y expulsar los líquidos. Cada planta tiene dos compresores de entrada y dos compresores de salida, así como uno de repuesto. Los compresores de salida elevan la presión del gas a la presión requerida de 1,200 psi para la entrada a las líneas de venta.

Durante el proceso de tratamiento del gas natural, Canacol elimina pequeñas cantidades de humedad y condensados del gas natural para lograr las condiciones de venta y uso establecidas por la normativa colombiana. El proceso consta de las siguientes etapas: (i) separación primaria; (ii) deshidratación; (iii) acondicionamiento del punto de rocío de los hidrocarburos; (iv) compresión; (v) filtración y (vi) medición.

Una vez tratado, el gas natural está listo para ser usado por consumidores industriales, residenciales y de otro tipo, y sale de las instalaciones de Jobo a través de cuatro gasoductos de exportación de terceros:

- Ducto de 10 pulgadas que fluye hacia el sur 80 km hasta la mina de ferróniquel de Cerromatoso, una de las minas de níquel más grandes del mundo.
- Ducto de 20 pulgadas de 240 km que va hacia el norte hasta Cartagena y Barranquilla, donde la mayor parte del gas se usa para generar electricidad.
- Combinación de un ducto de 8 y 6 pulgadas con dos estaciones compresoras que transporta el gas a Cartagena vía Sincelejo.
- Ducto de 6 pulgadas de 10 km al oeste hasta la planta eléctrica de El Tesorito.

La Compañía produce metano casi puro (97%+), sin cantidades significativas de líquidos de gas natural, condensado, petróleo ligero, agua, dióxido de carbono, nitrógeno, azufre u otros gases o impurezas. La naturaleza pura del flujo de gas producido permite las ventas a través de la red de distribución de gas después de un procesamiento mínimo y eficiente desde el punto de vista energético, lo que reduce los costos operativos y respalda las altas tasas de retorno y la baja huella de carbono.

En relación con otras instalaciones de producción de petróleo y gas, que a menudo usan cantidades significativas de energía para procesar productos antes del envío, el consumo de energía de Canacol por unidad de energía producida, o por dólar de ingreso generado, es más bajo que los estándares actuales de la industria en la mayoría de los países.

Todo el equipo de la Compañía funciona con gas de combustión limpia en lugar de diésel o carbón; por lo tanto, la huella de carbono de Canacol también es relativamente baja en comparación con otras operaciones de petróleo y gas. Además, el 99% del gas que la Compañía produce se utiliza casi sin quemar, lo que reduce significativamente la huella de carbono.

## 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 a diciembre 31 de 2023, a menos que se indique otra cosa.

### Revelación de Datos de Reservas

Los datos de reservas y volumen estimado establecidos en este documento se basan en una evaluación llevada a cabo por BGEC incluida en el Informe de BGEC de fecha 19 de marzo de 2024, con fecha efectiva diciembre 31 de 2023. Los datos de reservas y volumen estimado contenidos en este documento resumen las reservas de petróleo crudo, gas natural y LGN de la Compañía y los valores presentes netos del ingreso neto futuro para estas reservas con el uso de precios y costos proyectados a diciembre 31 de 2023.

El Informe de BGEC ha sido preparado de acuerdo con los estándares contenidos en el Manual de COGE [sigla en inglés de Evaluación Canadiense de Petróleo y Gas] y las definiciones de reservas contenidas en el NI 51-101 y el Manual de COGE. Un resumen de esas definiciones se presenta en este Formulario de Información Anual bajo el encabezado “*Algunas Definiciones – Términos Técnicos Seleccionados*”. Información adicional no requerida por el NI 51-101 ha sido presentada para dar continuidad e información adicional que Canacol estima que es importante para los lectores de este Formulario de Información Anual. La Compañía contrató a BGEC para obtener una evaluación de las reservas probadas, probables y posibles y los volúmenes estimados.

El Comité de Reservas de la Junta Directiva ha revisado y aprobado el Informe de BGEC. La Junta Directiva, con la recomendación del Comité de Reservas, también ha aprobado el Informe de BGEC. El Informe sobre Datos de Reservas del Evaluador de Reservas Independiente Calificado y el Informe de la Administración y la Junta Directiva sobre Revelaciones de Petróleo y Gas se adjuntan como Anexo A y Anexo B de este documento, respectivamente.

Las reservas y los volúmenes estimados de la Compañía están situados en su totalidad en Colombia. En la preparación del Informe de BGEC, la Compañía suministró información básica a BGEC, 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 basa el Informe de BGEC, fueron obtenidos de registros públicos, otros operadores y archivos no confidenciales de BGEC. El alcance y el carácter de la propiedad y la exactitud de todos los datos fácticos suministrados para el Informe de BGEC, de todas las fuentes, fueron aceptados por BGEC según lo manifestado.

Las tablas y la información contenidas en este documento muestran la porción estimada de las reservas y los volúmenes estimados de la Compañía y el valor presente del 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 atribuible 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. Las reservas posibles son las reservas adicionales cuya obtención es menos cierta que la de las reservas probables. Hay una probabilidad del 10% de que las cantidades realmente obtenidas sean iguales o superiores a la suma de las reservas probadas más probables más posibles.

**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 reservas y volúmenes estimados, y los costos futuros de restauración y recuperación de los sitios de los pozos en Colombia a los cuales se han asignado reservas. 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 que se suministran en este documento son solamente estimados y no hay garantía de que las reservas estimadas serán obtenidas. Las reservas reales y los volúmenes estimados pueden ser superiores o inferiores a los estimados dados aquí. Ver “Factores de Riesgo”.**

Las tablas resumen los datos contenidos en el Informe de BGEC y, en consecuencia, pueden contener números ligeramente diferentes a los de dicho informe debido a las aproximaciones. También debido a las aproximaciones, algunas columnas pueden no sumar exactamente.

**Todas las referencias a \$ o US\$ en este Estado de Datos de Reservas y otra Información de Petróleo y Gas son a dólares de Estados Unidos. Todas las referencias a C\$ son a dólares canadienses.** El ingreso neto futuro estimado se presenta en dólares de Estados Unidos con efecto a diciembre 31 de 2023.

### **Precios Proyectados Usados en los Estimados**

La siguiente tabla indica los precios de gas proyectados, a diciembre 31 de 2023, reflejados en los datos de reservas. La Compañía proporcionó a BGEC los precios de los contratos de gas en firme obtenidos por la Compañía a través de varios contratos de venta de gas junto con los precios interrumpibles esperados según lo previsto por S&P. BGEC aplicó el precio en firme a los volúmenes en firme totales

para una categoría de reservas dada y, si era necesario, aplicó el precio de S&P a los volúmenes restantes. Esto resultó en una proyección única de precio de gas promedio para cada categoría de reservas. La inflación varía en cada contrato de gas y oscila entre el 2% y el 4% anual.

Año	Precio de Gas Contractual (\$US/Mcf)		
	Reservas Probadas Totales	Reservas Probadas + Probables Totales	Reservas Probadas + Prob. Pos. Totales
2024	6.86	6.86	6.86
2025	6.47	6.47	6.47
2026	6.54	6.56	6.56
2027	7.51	7.90	7.90
2028	6.31	7.69	7.69
2029	6.21	6.89	6.89
2030	6.33	7.37	7.37
2031	6.46	8.51	8.51
2032	6.59	7.55	8.72
2033	6.59	6.72	8.22
2034	6.59	7.55	8.41
2035	6.59	6.72	9.06
2036	6.59	6.72	9.23
2037	6.59	6.72	8.27
2038	6.59	6.72	7.37
2039	6.59	6.72	7.47
2040+	6.59	6.72	7.61

Los siguientes precios proyectados del petróleo se usaron para el campo Chinola en el bloque VMM 45. BGEC usó este precio de petróleo Brent proyectado menos \$16.18 por barril para tener en cuenta la compensación de calidad y los costos de transporte.

Año	Precio del Petróleo Brent \$/bbl
2024	78.00
2025	80.00
2026	81.00
2027	82.50
2028	84.50
2029	85.50
2030	87.21
2031	88.95
2032	90.73
2033	92.55
2034	94.40
2034+	Aumenta 2.0%/año

Los siguientes precios de petróleo proyectados se usaron para petróleo no sujeto a tarifa en el campo Rancho Hermoso en la cuenca de los Llanos. BGEC usó este precio de petróleo WTI proyectado menos \$0.50 por barril para tener en cuenta la compensación de calidad y los costos de transporte.

Año	Precio del Petróleo WTI \$/bbl
2024	73.00
2025	75.00
2026	77.00
2027	79.00
2028	81.00
2029	82.00
2030	83.50
2031	85.17
2032	86.87
2033	88.61
2034	90.38
2034+	Aumenta 2.0%/año

Los precios por volumen a tarifa de Rancho Hermoso varían según el pozo y/o la zona. La zona Mirador está sujeta a una tarifa plana de \$17.36/bbl y, actualmente, solo el pozo RH10 produce desde Mirador. Los pozos RH11 y RH16 están sujetos a una tarifa de \$17.36/bbl con aumento anual, con precio a tarifa de \$20.32/bbl en enero de 2024. Los pozos RH12 y RH13 están sujetos a una tarifa entre \$14.50 y \$26.00 dependiendo del precio del Brent, con un precio a tarifa de \$20.47/bbl en enero de 2024.

El precio del gas de Dividivi se estima en \$3.00/mcf, aumentando un 2%/año para una operación de gas comprimido en la que el gas se transporta en camión a las comunidades locales.

### Revelación de Datos de Reservas

La siguiente tabla presenta un resumen de las reservas de la Compañía a diciembre 31 de 2023 con el uso de costos y precios proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	RESERVAS									
	Petróleo Crudo Ligero y Medio		Petróleo Crudo Pesado		Gas Natural Convencional <sup>(1)</sup>		Líquidos de Gas Natural		Total BOE <sup>(4)</sup>	
	Brutas <sup>(2)</sup> (Mbbl)	Netas <sup>(3)</sup> (Mbbl)	Brutas <sup>(2)</sup> (Mbbl)	Netas <sup>(3)</sup> (Mbbl)	Brutas <sup>(2)</sup> (MMcf)	Netas <sup>(3)</sup> (MMcf)	Brutas <sup>(2)</sup> (Mbbl)	Netas <sup>(3)</sup> (Mbbl)	Brutas <sup>(2)</sup> (Mboe)	Netas <sup>(3)</sup> (Mboe)
Probadas										
Desarrolladas Productivas	345	289	137	113	94,997	78,624	-	-	17,148	14,196
Desarrolladas No Productivas	-	-	-	-	160,946	133,862	-	-	28,236	23,485
No Desarrolladas	866	795	-	-	30,546	24,638	-	-	6,225	5,117
<b>Total Probadas</b>	<b>1,211</b>	<b>1,084</b>	<b>137</b>	<b>113</b>	<b>286,489</b>	<b>237,124</b>	-	-	<b>51,609</b>	<b>42,798</b>
Probables	4,822	4,420	30	25	284,156	240,303	-	-	54,704	46,603
<b>Total Probadas Más Probables</b>	<b>6,033</b>	<b>5,504</b>	<b>167</b>	<b>138</b>	<b>570,645</b>	<b>477,427</b>	-	-	<b>106,313</b>	<b>89,401</b>
Posibles	8,166	7,486	56	47	388,132	326,267	-	-	76,315	64,773
<b>Total Probadas Más Probables Más Posibles</b>	<b>14,199</b>	<b>12,990</b>	<b>223</b>	<b>185</b>	<b>958,777</b>	<b>803,694</b>	-	-	<b>182,628</b>	<b>154,174</b>

#### Notas:

- (1) Los estimados de reservas de gas natural incluyen gas asociado y no asociado. No hay gas asociado en esta propiedad.
- (2) Las "Reservas Brutas" son las reservas de la participación en la explotación de la Compañía antes de la deducción 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 2023 con el uso de precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	VOLÚMENES ESTIMADOS <sup>(4)</sup>									
	Petróleo Crudo Ligero y Medio		Petróleo Crudo Pesado		Gas Natural Convencional <sup>(1)</sup>		Líquidos de Gas Natural		Total BOE <sup>(5)</sup>	
	Brutas <sup>(2)</sup> (Mbbbl)	Netas <sup>(3)</sup> (Mbbbl)	Brutas <sup>(2)</sup> (Mbbbl)	Netas <sup>(3)</sup> (Mbbbl)	Brutas <sup>(2)</sup> (MMcf)	Netas <sup>(3)</sup> (MMcf)	Brutas <sup>(2)</sup> (Mbbbl)	Netas <sup>(3)</sup> (Mbbbl)	Brutas <sup>(2)</sup> (Mboe)	Netas <sup>(3)</sup> (Mboe)
Probadas										
Desarrolladas Productivas	100	100	-	-	-	-	-	-	100	100
Desarrolladas No Productivas	-	-	75	75	-	-	-	-	75	75
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Probadas</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>75</b>	<b>75</b>	-	-	-	-	<b>175</b>	<b>175</b>
Probables	23	23	40	40	-	-	-	-	63	63
<b>Total Probadas Más Probables</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>115</b>	<b>115</b>	-	-	-	-	<b>238</b>	<b>238</b>
Posibles	49	49	56	56	-	-	-	-	105	105
<b>Total Probadas Más Probables Más Posibles</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>171</b>	<b>171</b>	-	-	-	-	<b>343</b>	<b>343</b>

**Notas:**

- (1) Los estimados de reservas de gas natural incluyen gas asociado y no asociado. No hay gas asociado en esta propiedad.
- (2) Los "Volúmenes Estimados Brutos" son los volúmenes estimados de la participación en la explotación de la Compañía antes de la deducción 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) La Compañía recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de algunos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden al ingreso de los diferentes acuerdos de tarifas en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (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 proporciona un resumen de las reservas más los volúmenes estimados de la Compañía a diciembre 31 de 2023 usando precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	RESERVAS MÁS VOLÚMENES ESTIMADOS <sup>(4)</sup>									
	Petróleo Crudo Ligero & Medio		Petróleo Crudo Pesado		Gas Natural Convencional <sup>(1)</sup>		Líquidos de Gas Natural		Total BOE <sup>(5)</sup>	
	Brutas <sup>(2)</sup> (Mbbbl)	Netas <sup>(3)</sup> (Mbbbl)	Brutas <sup>(2)</sup> (Mbbbl)	Netas <sup>(3)</sup> (Mbbbl)	Brutas <sup>(2)</sup> (MMcf)	Netas <sup>(3)</sup> (MMcf)	Brutas <sup>(2)</sup> (Mbbbl)	Netas <sup>(3)</sup> (Mbbbl)	Brutas <sup>(2)</sup> (Mboe)	Netas <sup>(3)</sup> (Mboe)
Probadas										
Desarrolladas Productivas	445	389	137	113	94,997	78,624	-	-	17,248	14,296
Desarrolladas No Productivas	-	-	75	75	160,946	133,862	-	-	28,311	23,560
No Desarrolladas	866	795	-	-	30,546	24,638	-	-	6,225	5,117
<b>Total Probadas</b>	<b>1,311</b>	<b>1,184</b>	<b>212</b>	<b>188</b>	<b>286,489</b>	<b>237,124</b>	-	-	<b>51,784</b>	<b>42,973</b>
Probables	4,845	4,443	70	65	284,156	240,303	-	-	54,767	46,667
<b>Total Probadas Más Probables</b>	<b>6,156</b>	<b>5,627</b>	<b>282</b>	<b>253</b>	<b>570,645</b>	<b>477,427</b>	-	-	<b>106,551</b>	<b>89,639</b>
Posibles	8,215	7,535	112	103	388,132	326,267	-	-	76,421	64,878
<b>Total Probadas Más Probables Más Posibles</b>	<b>14,371</b>	<b>13,162</b>	<b>394</b>	<b>356</b>	<b>958,777</b>	<b>803,694</b>	-	-	<b>182,972</b>	<b>154,517</b>

**Notas:**

- (1) Los estimados de reservas de gas natural incluyen gas asociado y no asociado. No hay gas asociado en esta propiedad.
- (2) Las "Reservas Brutas" son las reservas y los volúmenes estimados de la participación en la explotación de la Compañía antes de la deducción de regalías.
- (3) Las "Reservas Netas" son las reservas y 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) La Compañía recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de algunos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden al ingreso de los diferentes acuerdos de tarifas en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (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.

La siguiente tabla proporciona un resumen del valor presente neto de los ingresos netos futuros de la Compañía a diciembre 31 de 2023 usando precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	Valor Presente Neto (VPN) de Ingresos Netos Futuros (INF) <sup>(1)(2)(3)(4)</sup>										Antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro – descontado a 10%/año (\$/BOE) <sup>(5)</sup>
	Antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro – descontado a (%/año)					Después de deducir gasto de impuesto de renta futuro – descontado a (%/año)					
	0 (M US\$)	5 (M US\$)	10 (M US\$)	15 (M US\$)	20 (M US\$)	0 (M US\$)	5 (M US\$)	10 (M US\$)	15 (M US\$)	20 (M US\$)	
Probadas											
Desarrolladas											
Productivas	458,183	425,913	398,593	375,218	355,028	457,857	425,707	398,489	375,205	355,096	28.08
Desarrolladas no Productivas	829,458	735,002	656,995	591,846	536,883	828,371	733,871	655,827	590,646	535,655	27.98
No Desarrolladas	98,732	76,906	60,504	47,937	38,143	98,733	76,906	60,505	47,937	38,142	11.83
<b>Total Probadas</b>	<b>1,386,373</b>	<b>1,237,821</b>	<b>1,116,092</b>	<b>1,015,001</b>	<b>930,054</b>	<b>1,384,961</b>	<b>1,236,484</b>	<b>1,114,821</b>	<b>1,013,788</b>	<b>928,893</b>	<b>26.08</b>
Probables	1,931,798	1,382,697	1,019,029	767,863	589,152	1,328,186	916,783	648,633	466,074	338,043	21.87
<b>Total Probadas más Probables</b>	<b>3,318,171</b>	<b>2,620,518</b>	<b>2,135,121</b>	<b>1,782,864</b>	<b>1,519,206</b>	<b>2,713,147</b>	<b>2,153,267</b>	<b>1,763,454</b>	<b>1,479,862</b>	<b>1,266,936</b>	<b>23.88</b>
Posibles	3,094,663	1,753,364	1,065,630	681,249	454,526	2,002,660	1,074,254	612,208	360,616	216,471	16.45
<b>Total Probadas Más Probables más Posibles</b>	<b>6,412,834</b>	<b>4,373,882</b>	<b>3,200,751</b>	<b>2,464,113</b>	<b>1,973,732</b>	<b>4,715,807</b>	<b>3,227,521</b>	<b>2,375,662</b>	<b>1,840,478</b>	<b>1,483,407</b>	<b>20.76</b>

**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 las acumulaciones previas para impuestos.
- (3) Los valores unitarios se basan en los volúmenes de reservas netas antes de impuesto de renta (AIR).
- (4) La Compañía recibe un precio a tarifa por boe bruto producido desde ciertos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden al ingreso de los diferentes acuerdos de tarifa en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto, pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (5) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl, según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía en Colombia.
- (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 2023, con el uso de precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	Ingreso (M US\$)	Regalías (M US\$)	Costos operacionales <sup>(2)</sup> (M US\$)	Costos de desarrollo (M US\$)	Costos de abandono y recuperación (M US\$)	Ingreso neto futuro AI <sup>(1)</sup> (M US\$)	Gasto de impuesto de renta futuro (M US\$)	Ingreso neto futuro DI <sup>(1)</sup> (M US\$)
Total Probadas	2,030,831	344,523	164,333	118,318	17,284	1,386,373	1,413	1,384,961
Total Probadas Más Probables	4,613,314	720,874	353,033	199,542	21,694	3,318,171	605,024	2,713,147
Total Probadas Más Probables Más Posibles	8,669,908	1,321,551	708,730	201,368	25,424	6,412,834	1,697,027	4,715,807

**Notas:**

- (1) AI= antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro, y DI= después deducir gasto de impuesto de renta futuro.
- (2) Costo operacional menos procesamiento y otros ingresos.
- (3) La Compañía recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de ciertos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden a los ingresos de los diferentes acuerdos de tarifa en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto, pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (4) 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 tipo de producto a diciembre 31 de 2023, con el uso de precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	TIPO DE PRODUCTO	Valor Presente Neto de Ingresos Netos Futuros AIR Descuento (10%/año) <sup>(1)(2)</sup> (M US\$)	Valor Presente Neto de Ingresos Netos Futuros AIR Descuento (10%/año) <sup>(1)(2)(3)(4)</sup> (\$/BOE)
<b>Total Probadas</b>	Bitumen	-	-
	Metano de lecho de carbón	-	-
	Gas natural convencional (incluidos los subproductos pero excluidos el gas en solución y los subproductos de pozos de petróleo)	1,096,579	26.36
	Hidratos de gas	-	-
	Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos)	8,105	71.73
	Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos)	11,408	10.52
	Líquidos de gas natural	-	-
	Gas de esquisto	-	-
	Petróleo crudo sintético	-	-
	Gas sintético	-	-
	Petróleo de formaciones compactas	-	-
	<b>Total</b>	<b>1,116,092</b>	<b>26.08</b>
<b>Total probadas más probables</b>	Bitumen	-	-
	Metano de lecho de carbón	-	-
	Gas natural convencional (incluidos los subproductos pero excluidos el gas en solución y los subproductos de pozos de petróleo)	1,989,624	23.75
	Hidratos de gas	-	-
	Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos)	10,756	77.94
	Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos)	134,741	24.48
	Líquidos de gas natural	-	-
	Gas de esquisto	-	-
	Petróleo crudo sintético	-	-
	Gas sintético	-	-
	Petróleo de formaciones compactas	-	-
	<b>Total</b>	<b>2,135,121</b>	<b>23.88</b>
<b>Total probadas más probables más posibles</b>	Bitumen	-	-
	Metano de lecho de carbón	-	-
	Gas natural convencional (incluidos los subproductos pero excluidos el gas en solución y los subproductos de pozos de petróleo)	2,851,054	20.22
	Hidratos de gas	-	-
	Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos)	14,314	77.37
	Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos)	335,383	25.82
	Líquidos de gas natural	-	-
	Gas de esquisto	-	-
	Petróleo crudo sintético	-	-
	Gas sintético	-	-
	Petróleo de formaciones compactas	-	-
	<b>Total</b>	<b>3,200,751</b>	<b>20.76</b>

**Notas:**

- (1) Los valores unitarios se basan en volúmenes de reservas netas antes deducir el gasto de impuesto de renta futuro (AIR)
- (2) La Compañía recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de ciertos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden a los ingresos de los diferentes acuerdos de tarifa en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto, pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (3) Estos montos se determinaron dividiendo el Valor Presente Neto de Ingresos Netos Futuros AIR Descuotados por las reservas de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2023 y excluyen los volúmenes estimados de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2023.
- (4) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl, según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía en Colombia.
- (5) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

**Conciliación de cambios en reservas**

La tabla siguiente presenta la conciliación de las reservas brutas más los volúmenes estimados de Canacol por tipo principal de producto con el uso de precios y costos proyectados estimados a diciembre 31 de 2023.

	Petróleo Total (Mbbbl)	Petróleo Crudo Ligero y Medio (Mbbbl)	Petróleo Crudo Pesado (Mbbbl)	Ventas de Gas (MMcf)	Líquidos de Gas Natural (Mbbbl)	Total (Mboe)
<b>Total Probadas</b>						
<b>Saldo Inicial (Diciembre 31 de 2022)<sup>(4)</sup></b>	<b>1,023</b>	<b>1,023</b>	<b>-</b>	<b>333,412</b>	<b>-</b>	<b>59,516</b>
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas <sup>(1)</sup>	512	300	212	11,934	-	2,606
Descubrimientos	-	-	-	6,232	-	1,093
Adquisiciones <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-
Disposiciones <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	-	-
Producción	(12)	(12)	-	(65,089)	-	(11,431)
<b>Saldo Final (Diciembre 31 de 2023)<sup>(4)</sup></b>	<b>1,523</b>	<b>1,311</b>	<b>212</b>	<b>286,489</b>	<b>-</b>	<b>51,784</b>
<b>Total Probables</b>						
<b>Saldo Inicial (Diciembre 31 de 2022)<sup>(4)</sup></b>	<b>4,702</b>	<b>4,702</b>	<b>-</b>	<b>286,421</b>	<b>-</b>	<b>54,951</b>
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas <sup>(1)</sup>	213	143	70	(10,631)	-	(1,652)
Descubrimientos	-	-	-	8,366	-	1,468
Adquisiciones <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-
Disposiciones <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Final (Diciembre 31 de 2023)<sup>(4)</sup></b>	<b>4,915</b>	<b>4,845</b>	<b>70</b>	<b>284,156</b>	<b>-</b>	<b>54,767</b>
<b>Total Probadas + Probables</b>						
<b>Saldo Inicial (Diciembre 31 de 2022)<sup>(4)</sup></b>	<b>5,725</b>	<b>5,725</b>	<b>-</b>	<b>619,833</b>	<b>-</b>	<b>114,467</b>
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas <sup>(1)</sup>	725	443	282	1,304	-	954
Descubrimientos	-	-	-	14,598	-	2,561
Adquisiciones <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-
Disposiciones <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	-	-
Producción	(12)	(12)	-	(65,089)	-	(11,431)
<b>Saldo Final (Diciembre 31 de 2023)<sup>(4)</sup></b>	<b>6,438</b>	<b>6,156</b>	<b>282</b>	<b>570,645</b>	<b>-</b>	<b>106,552</b>
<b>Total Probadas + Probables + Posibles</b>						
<b>Saldo Inicial (Diciembre 31 de 2022)<sup>(4)</sup></b>	<b>13,613</b>	<b>13,613</b>	<b>-</b>	<b>1,010,578</b>	<b>-</b>	<b>190,908</b>
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas <sup>(1)</sup>	1,164	769	394	(12,955)	-	(1,109)
Descubrimientos	-	-	-	26,243	-	4,604
Adquisiciones <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-
Disposiciones <sup>(2)</sup>	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos <sup>(3)</sup>	-	-	-	-	-	-
Producción	(12)	(12)	-	(65,089)	-	(11,431)
<b>Saldo Final (Diciembre 31 de 2023)<sup>(4)</sup></b>	<b>14,766</b>	<b>14,371</b>	<b>394</b>	<b>958,777</b>	<b>-</b>	<b>182,972</b>

**Notas:**

- (1) Incluye las revisiones técnicas debidas a cambios en el desempeño del reservorio, geológicos y de ingeniería, 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, y cambios en límites económicos.
- (4) La Compañía recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de ciertos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados son definidos como la porción de volúmenes que corresponden a los ingresos de los diferentes acuerdos de tarifa en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (5) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5.7 Mcf/1 bbl, según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía en Colombia.
- (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

**Información Adicional Relacionada con Datos de Reservas**

**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 tres años siguientes, la Compañía señala abajo sus 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:

*Contrato de E&E de Esperanza:*

- El pozo de Porquero, Nelson 10, está en el inventario de perforación y se espera que sea perforado en 2025.
- El pozo Palmer 2 fue perforado en 2019 pero la Compañía no perforó en Ciénaga de Oro Media. Los pozos en el campo Palmer producen actualmente desde Ciénaga de Oro Alta y, una vez estas formaciones se agoten, la Compañía pretende desarrollar la subyacente Ciénaga de Oro Media. El tiempo estimado para desarrollar Ciénaga de Oro Media es 2027.

*Contrato de E&P de VIM 5*

- Chirimía 2 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2026.
- El pozo de Tubará, Corneta 2, está en el inventario de perforaciones y está programado para 2026.
- Ocarina 2 está en el inventario de perforaciones y está programado para 2025.
- Saxofón 2 y 3 están en el inventario de perforaciones y se espera que sean perforados en 2024 y 2025, respectivamente.
- Manchego 1 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2025.
- Pistacho 1 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2025.

*Contrato de E&P de VIM 21*

- Brevia 2 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2026.
- Arandala 3 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2026.

*Contrato de E&P de VIM 33*

- Dividivi 2 y Dividivi 3 están en el inventario de perforaciones y se espera que sean perforados en 2025 y 2026, respectivamente.

*Contrato de E&P de VIM 45*

- Chimela 2 y Chimela 3 están en el inventario de perforaciones y se espera que sean perforados en 2025 y 2026, respectivamente.

## Contrato de E&P de SSJN 7

- La Nueva Perforación de Chinú está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2026.

La recuperación final de las reservas no desarrolladas de los campos de gas de la Compañía también está asociada con la instalación y puesta en marcha de la compresión y la conversión de pozos más antiguos en pozos de eliminación de agua. En años recientes la Compañía instaló y puso en marcha la compresión en los pozos Betania, Níspero, San Marcos, Aguas Vivas y Clarinete. Los proyectos de compresión y manejo de agua están en el presupuesto de 2024 de la Compañía y continúan ejecutándose.

La Compañía espera que el cronograma de perforaciones y recompletamientos de 2025/2026 se enfoque en las áreas indicadas arriba y en otras oportunidades que surjan de los programas de exploración de la Compañía. Sin embargo, los planes de perforación son afectados por consideraciones económicas. La Compañía actualmente ha empezado a ejecutar su plan de perforación aprobado para el año fiscal 2024. Las reservas no desarrolladas, como todos los proyectos, están sujetas a competencia por capital y, en consecuencia, pueden retrasarse o acelerarse de tiempo en tiempo. Para más información, ver “Factores de Riesgo” en este documento.

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

Categoría de Reservas	Petróleo Crudo Ligero y Medio Bruto (Mbbl)		Petróleo Crudo Pesado Bruto (Mbbl)		Ventas de Gas Natural Bruto (MMcf)		LGN Brutos (MMcf)	
	Atribuido inicialmente	Acumulado al final del año	Atribuido inicialmente	Acumulado al final del año	Atribuido inicialmente	Acumulado al final del año	Atribuido inicialmente	Acumulado al final del año
<b>Probadas no desarrolladas</b>								
Antes de 2021	-	2,079	141	1,875	153,301	257,576	-	-
2021	-	-	-	-	-	30,233	-	-
2022	717	717	-	-	-	28,564	-	-
2023	-	749	-	-	3,450	30,546	-	-
<b>Probables no desarrolladas</b>								
Antes de 2021	-	575	678	3,844	137,277	340,967	-	-
2021	-	-	-	-	-	53,679	-	-
2022	3,461	3,461	-	-	30,459	76,915	-	-
2023	-	4,123	-	-	4,055	78,697	-	-

**Nota:**

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

## Factores o Incertidumbres Significativos Que Afectan los Datos de Reservas

### General

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 netos 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 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 reales 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.

#### *Costos de Abandono y Recuperación*

La siguiente tabla señala los costos de abandono y recuperación deducidos en la estimación del ingreso neto futuro de la Compañía con el uso de precios y costos proyectados:

	<b>Costos de Abandono y Recuperación (M US\$)</b>
<b>Reservas Probadas Totales</b>	
<b>Año</b>	
2024	2,000
2025	1,618
2026	2,725
2027	1,523
2028	4,946
<b>Restante</b>	<b>4,473</b>
<b>No Descontados</b>	<b>17,284</b>
<b>Descontados al 10%</b>	<b>11,458</b>
<b>Reservas Probadas Más Probables Totales</b>	
<b>Año</b>	
2024	600
2025	202
2026	1,267
2027	1,089
2028	1,355
<b>Restante</b>	<b>17,182</b>
<b>No Descontados</b>	<b>21,694</b>
<b>Descontados al 10%</b>	<b>10,444</b>

**Nota:**

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

#### **Costos de Desarrollo Futuros**

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 (M US\$)	Para Reservas Probadas + Probables (M US\$)
<b>Año</b>		
2024	32,270	43,620
2025	37,027	75,972
2026	40,949	55,231
2027	4,139	8,370
2028	3,932	4,965
<b>Restante</b>	-	<b>11,385</b>
<b>Total</b>	<b>118,318</b>	<b>199,542</b>
<b>No descontados</b>	<b>118,318</b>	<b>199,542</b>
<b>Descontados al 10%</b>	<b>95,970</b>	<b>158,683</b>

**Notas:**

- (1) Los Costos de Desarrollo Futuros presentados están relacionados con las reservas registradas en el Informe de BGEC 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 las aproximaciones.

En general, la Compañía tiene tres fuentes de financiación para financiar sus programas de gastos de capital: (i) efectivo disponible y flujos de caja generados internamente por 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 de año calendario.

## Otra Información de Petróleo y Gas

### Pozos de Petróleo y Gas

La siguiente tabla resume las participaciones de Canacol, por región y en forma consolidada, a diciembre 31 de 2023, 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 el Informe de BGEC. 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
<b>Colombia</b>								
Rancho Hermoso	9.0	1.8	2.0	-	-	-	-	-
VIM 5	-	-	-	-	11.0	11.0	16.0	16.0
VIM 21	-	-	-	-	9.0	9.0	5.0	5.0
Esperanza	-	-	-	-	7.0	7.0	18.0	18.0
VIM 33	-	-	-	-	-	-	1.0	1.0
VIM 45	1.0	1.0	1.0	1.0	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>10.0</b>	<b>2.8</b>	<b>3.0</b>	<b>1.0</b>	<b>27.0</b>	<b>27.0</b>	<b>40.0</b>	<b>40.0</b>

Vea 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 2023, la Compañía tenía aproximadamente 761,559 acres brutos (636,465 netos) de propiedades no probadas. Esta área está situada en Colombia. No se han asignado reservas a esta área.

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. Ver “*Descripción del Negocio y las Operaciones – Propiedades y Operaciones Principales*” para una discusión de las propiedades de la Compañía.

En el evento de una exploración exitosa en algunas áreas, podría requerirse la construcción de ductos e instalaciones para desarrollar plenamente el campo.

A diciembre 31 de 2023, la Compañía no tenía propiedades no probadas en las cuales sus derechos para explorar, desarrollar y explotar, en ausencia de acciones adicionales, expiren dentro de un año.

Ver también “*Factores o Incertidumbres Significativos Que Afectan los Datos de Reservas*” y “*Factores de Riesgo*” en este documento.

### **Contratos a Plazo**

Salvo por los contratos de venta de gas a precio fijo y los acuerdos de transporte celebrados por la Compañía en el curso ordinario de sus negocios, Canacol no está sujeta a ningún acuerdo, directamente o a través de un agregador, bajo el cual no pueda realizar plenamente, o pueda estar protegida del efecto pleno de, precios de mercado futuros de petróleo crudo o gas natural. Se espera que las obligaciones o los compromisos de transporte de Canacol por entregas físicas futuras de gas natural no varíen significativamente con respecto a la producción futura prevista de Canacol.

### **Horizonte Tributario**

La Compañía fue sujeto de impuesto en Colombia y Suiza para el año terminado en diciembre 31 de 2023.

### **Costos Incurridos**

La siguiente tabla resume los gastos de capital relacionados con las actividades de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2023, separados por sus unidades de negocio.

	<b>Colombia (M\$)</b>	<b>Otros (M\$)</b>	<b>Total (M\$)</b>
Costos de Desarrollo	170,793	289	171,082
Costos de Exploración	52,440	752	53,192
Reclasificación	-	-	-
Costos Netos de Adquisición de Propiedades			
Propiedades Probadas	(50)	-	(50)
Propiedades No Probadas	-	-	-
<b>Gastos de Capital Totales</b>	<b>223,183</b>	<b>1,041</b>	<b>224,224</b>

## Actividades de 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 2023.

	Pozos de Exploración		Pozos de Desarrollo		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
<b>Colombia<sup>(1)(2)(3)(4)</sup></b>						
Pozos de petróleo	-	-	-	-	-	-
Pozos de gas	2	2	9	9	11	11
Pozos de servicio	-	-	-	-	-	-
Pozos de prueba estratigráfica	-	-	-	-	-	-
Pozos secos	3	3	-	-	3	3
<b>Total</b>	5	5	9	9	14	14
<b>Tasa de Éxito</b>	40%	40%	100%	100%	79%	79%

### Notas:

- (1) Los pozos exploratorios de gas en Colombia son Lulo-1 y Piña Norte-2.
- (2) Los pozos de desarrollo de gas en Colombia son Clarinete-8, Aguas Vivas-4, Pandereta-9, Clarinete-9, Nelson-15, Pandereta-10, Nelson-16, Lulo-2st y Fresa-2.
- (3) Los pozos secos de exploración en Colombia son Natilla-1, Cereza-1 y Piña Norte-1. Natilla-1 y Piña Norte-1 se debieron a fallas mecánicas y ninguno alcanzó la zona de interés.

### Gas de Colombia

Para la actividad de desarrollo relacionada con el portafolio de gas, la Compañía ha identificado sitios de desarrollo potencial en sus propiedades de Esperanza, VIM 5, VIM 21 y VIM 33. Varios de estos sitios dependen del programa vigente de la Compañía de perforación de evaluación en sus descubrimientos más recientes. El compromiso con perforación de desarrollo adicional estará atado al requerimiento de construir la base de reservas probadas y probables de la Compañía para obtener contratos de gas adicionales. Entretanto, la Compañía avanzará en su entendimiento técnico del desempeño de los reservorios mediante la modelación continuada de los reservorios de los principales activos productivos.

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

### 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 2024, con base en el Informe de BGEC para el año terminado en diciembre 31 de 2023, con el uso de precios y costos proyectados.

Categoría de Reservas	Precios y Costos Proyectados		
	Total Probadas Producción Bruta Diaria <sup>(2)(3)</sup>	Total Probables Producción Bruta Diaria <sup>(2)(3)</sup>	Total Probadas + Probables Producción Bruta Diaria <sup>(2)(3)</sup>
Petróleo Crudo Ligero y Medio (bbl/d)	269	217	485
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	101	2	103
Gas Natural Asociado y No Asociado (Mcf/d)	171,073	564	171,637
Líquidos de Gas Natural (bbl/d)	-	-	-
<b>Total<sup>(4)</sup> (boe/d)</b>	<b>30,383</b>	<b>318</b>	<b>30,700</b>

**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 de la compañía antes de toda deducción de regalías.
- (3) Los montos se basan en las reservas de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2023 y excluyen los volúmenes estimados de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2023.
- (4) 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 2024, con base en el Informe de BGEC para el año terminado en diciembre 31 de 2023, con el uso de precios y costos proyectados.

	Petróleo Crudo Ligero y Medio (bbl/d) <sup>(3)</sup>	Petróleo Crudo Pesado (bbl/d) <sup>(3)</sup>	Gas Natural Convencional (Mcf/d) <sup>(2)(3)</sup>	Líquidos de Gas Natural (bbl/d)
Acordeón & Ocarina	-	-	-	-
Aguas Vivas	-	-	14,812	-
Alboka	-	-	2,634	-
Arandala	-	-	1,967	-
Ariana	-	-	99	-
Breva	-	-	942	-
Cañaflecha	-	-	346	-
Cañahuate	-	-	3,159	-
Cañandonga	-	-	-	-
Carambolo	-	-	-	-
Chimela	94	-	-	-
Chirimía	-	-	-	-
Clarinete	-	-	84,644	-
Claxon	-	-	1,045	-
Cornamusa	-	-	1,967	-
Fresa	-	-	-	-
Dividivi	-	-	2,701	-
Fresa	-	-	1,187	-
Lulo	-	-	953	-
Nelson	-	-	33,148	-
Níspero & Trombón	-	-	82	-
Oboe	-	-	1,840	-
Palmer	-	-	1,898	-
Pandereta	-	-	9,904	-
Piña Norte	-	-	450	-
Porro Norte	-	-	-	-
Rancho Hermoso	174	101	-	-
San Marcos	-	-	1,967	-
Saxofón	-	-	3,935	-
Siku	-	-	-	-
Toronja	-	-	1,391	-
<b>Total</b>	<b>268</b>	<b>101</b>	<b>171,073</b>	<b>-</b>

**Notas:**

- (1) La producción diaria es tomada del Informe de BGEC a diciembre 31 de 2023.
- (2) El gas natural incluye volúmenes asociados y no asociados de venta de gas.
- (3) Los montos se basan en las reservas de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2023 y excluyen los volúmenes estimados de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2023.
- (4) Los números en estas tablas pueden no coincidir con los totales corporativos debido a las aproximaciones.

## Historia de Producción

La siguiente tabla establece la participación de la Compañía en los volúmenes de producción diaria bruta promedio, por país, los precios recibidos, las regalías pagadas, los costos de producción incurridos y la ganancia operacional neta resultante por volumen unitario, para cada trimestre del año terminado en diciembre 31 de 2023.

RESULTADOS OPERACIONALES	Tres Meses Terminados en			
	Marzo 31 de 2023	Junio 30 de 2023	Septiembre 30 de 2023	Diciembre 31 de 2023
	Colombia	Colombia	Colombia	Colombia
<b>Producción Diaria Bruta Promedio</b>				
Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d)	244	234	250	353
Petróleo crudo pesado (bbl/d)	-	-	-	-
Gas natural convencional (boe/d)	33,050	32,928	31,759	29,496
Líquidos de gas natural (bbl/d)	-	-	-	-
Petróleo crudo – tarifa (boe/d)	321	293	281	274
<b>Precios de Venta Promedio</b>				
Petróleo crudo ligero y medio (\$/bbl)	67.09	67.89	93.57	74.03
Petróleo crudo pesado (\$/bbl)	-	-	-	-
Gas natural convencional (\$/boe)	29.24	29.22	30.76	34.42
Líquidos de gas natural (\$/bbl)	-	-	-	-
Petróleo crudo – tarifa (\$/boe)	19.33	18.96	18.95	18.95
<b>Ganancia Operacional Neta (\$/boe)</b>				
Ingreso de venta de productos básicos, neto de gastos de transporte	29.45	29.40	31.11	34.70
Regalías	(4.93)	(4.77)	(5.12)	(5.86)
Gastos operacionales	(1.64)	(2.27)	(2.37)	(4.02)
<b>Ganancia Neta <sup>(1)</sup></b>	<b>22.88</b>	<b>22.36</b>	<b>23.62</b>	<b>24.82</b>

### Nota:

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

La siguiente tabla presenta los volúmenes de producción de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2023, por tipo de producto, para los campos que corresponden a más del 10% de la producción total de la Compañía.

	Petróleo Crudo Ligero y Medio (bbl/d)	Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	Gas Natural Convencional (boe/d)	Líquidos de Gas Natural (bbl/d)
Esperanza	-	-	4,458	4,458
VIM 5	-	-	19,804	19,804
VIM 21	-	-	7,541	7,541
Otros	563	-	-	563
<b>Total</b>	<b>563</b>	<b>-</b>	<b>31,803</b>	<b>32,366</b>

### Nota:

- (1) Los números en estas tablas pueden no coincidir con los totales corporativos debido a las aproximaciones.

## DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL

### Acciones Ordinarias

La Compañía está autorizada para emitir un número ilimitado de Acciones Ordinarias. Al 21 de marzo de 2024 había 34,111,487 Acciones Ordinarias emitidas y en circulación (34,111,487 Acciones Ordinarias a diciembre 31 de 2023). 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.

### **Acciones Preferenciales**

La Compañía está autorizada para emitir un número ilimitado de acciones preferenciales (“**Acciones Preferenciales**”), que pueden ser emitidas en series. Al 21 de marzo de 2024 no había Acciones Preferenciales emitidas y en circulación. Las Acciones Preferenciales pueden ser emitidas de tiempo en tiempo 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, tendrán 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.

### **Deuda de Largo Plazo**

#### ***Títulos Preferenciales de 2021***

En noviembre 24 de 2021, la Compañía culminó una oferta privada de los Títulos Preferenciales de 2021 por el monto total de capital de \$500,000,000. La Compañía usó una parte de los recursos netos provenientes de la oferta para financiar la compra de los Títulos Preferenciales de 2018 por Credit Suisse conforme a la Oferta Pública y para pagar la Línea de Crédito de 2018.

#### *General*

Los Títulos Preferenciales de 2021 son obligaciones preferenciales no garantizadas directas de la Compañía y se clasifican *pari passu* en derecho de pago con todo el otro endeudamiento preferencial existente y futuro de la Compañía. Los Títulos Preferenciales de 2021 están solidariamente respaldados en forma general preferencial no garantizada por algunas subsidiarias de la Compañía. Los Títulos Preferenciales de 2021 vencerán en noviembre 24 de 2028, a menos que previamente sean redimidos o recomprados de acuerdo con los términos de los Títulos Preferenciales de 2021. Los Títulos Preferenciales de 2021 causan intereses a la tasa 5.75% anual, pagaderos por semestre vencido en cada 24 de mayo y 24 de noviembre de cada año, comenzando en mayo 24 de 2022.

Con sujeción a algunas excepciones, el Contrato de los Títulos Preferenciales de 2021, el cual rige a los Títulos Preferenciales de 2021, contiene una serie de compromisos basados en la ocurrencia de algunos eventos, los cuales, entre otras cosas, restringen la capacidad de la Compañía y de algunas de sus subsidiarias de: asumir o garantizar endeudamiento adicional; pagar dividendos o hacer otras distribuciones o recomprar o redimir sus acciones de capital; hacer préstamos e inversiones; vender activos; asumir gravámenes; realizar transacciones con filiales; celebrar acuerdos que restrinjan la capacidad de algunas subsidiarias de pagar dividendos; y consolidar, fusionar o vender todos o sustancialmente todos sus activos. Estos compromisos están sujetos a una serie de calificaciones y excepciones conforme a lo establecido en el Contrato de los Títulos Preferenciales de 2021.

#### *Redención*

La Compañía puede redimir los Títulos Preferenciales de 2021, en todo o en parte, en cualquier momento antes del 24 de noviembre de 2024, a un precio de redención igual al 100% del monto de capital de los Títulos Preferenciales de 2021 más una prima compensatoria, en cada caso más intereses causados y no pagados a, pero excluyendo, la fecha de redención. En cualquier momento en o después del 24 de

noviembre de 2024, la Compañía podrá redimir los Títulos Preferenciales de 2021, en todo o en parte, al precio de redención igual a 102.875% (en el año 2024), 101.438% (en el año 2025) y 100% (en el año 2026 y de ahí en adelante) del monto del capital de los Títulos Preferenciales de 2021 Senior Notes más los intereses causados y no pagados a, pero excluyendo la fecha de redención.

Además, antes del 24 de noviembre de 2024, la Compañía podrá redimir hasta el 35% de los Títulos Preferenciales de 2021 con recursos netos en efectivo de una oferta de capital, al precio de redención igual a 105.750% del monto de capital de los Títulos Preferenciales de 2021, más intereses causados y no pagados sobre ellos a, pero excluyendo, la fecha de redención. La Compañía también podrá redimir los Títulos Preferenciales de 2021, en todo, pero no en parte, a un precio igual al 100% del monto de capital más los intereses causados y no pagados a, pero excluyendo, la fecha de redención y cualquier monto adicional, a la ocurrencia de algunos cambios en la ley tributaria.

### *Cambio de Control*

Ante la ocurrencia de un cambio de control (según lo definido en el Contrato de los Títulos Preferenciales de 2021), los titulares podrán exigir a la Compañía que recompre los Títulos Preferenciales de 2021 de tales titulares, en todo o en parte, a un precio de compra en efectivo igual al 101% del monto de capital de los mismos, más intereses causados y no pagados, si los hubiere, a la fecha de la compra.

Ver también “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol – Asuntos de Deuda”.

### **Línea de Crédito Rotativo de 2023**

La Línea de Crédito Rotativo de 2023 es una línea de crédito rotativo preferencial no garantizado de \$200 millones con un sindicato de bancos. La Línea de Crédito Rotativo de 2023 causa intereses a una tasa de SOFR más 4.5% anual y vence en febrero 17 de 2027. La Compañía tiene el derecho de reembolsar/utilizar la Línea de Crédito Rotativo de 2023 en cualquier momento dentro del plazo de cuatro años sin penalidad. La Línea de Crédito Rotativo de 2023 no está sometida a redeterminaciones periódicas regulares. Al 21 de marzo de 2024, la Compañía ha utilizado un total de \$200 millones bajo la línea de Crédito Rotativo de 2023. La Línea de Crédito Rotativo de 2023 contiene una serie de pactos de mantenimiento que están armonizados con los pactos bajo los Títulos Preferenciales de 2021 según lo indicado arriba en “Descripción de la Estructura de Capital – Deuda de Largo Plazo – Títulos Preferenciales de 2021”. Ver también “Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol - Asuntos de Deuda”.

### **Línea de Crédito Rotativo de 2020**

La Línea de Crédito Rotativo de 2020 fue una línea de crédito rotativo preferencial no garantizado de \$46 millones con un sindicato de bancos. La Línea de Crédito Rotativo de 2020 causaba intereses a una tasa de LIBOR más 4.75% anual y venció en julio 29 de 2023. La Compañía podía pagar o hacer retiros contra la Línea de Crédito Rotativo de 2020 en cualquier momento dentro del plazo sin penalidad. Todo monto no utilizado estaba sometido a un cargo de compromiso de 30% del margen de interés de 4.75%. En febrero 17 de 2023 la Compañía terminó la Línea de Crédito Rotativo de 2020 y suscribió la Línea de Crédito Rotativo de 2023. Ver “Línea de Crédito Rotativo de 2023” arriba.

### **Préstamo Puente de 2020**

El Préstamo Puente de 2020, que fue modificado en agosto de 2021, fue un préstamo puente a plazo, preferencial y no garantizado, de \$75 millones con un sindicato de bancos, y fue celebrado por Canacol y CNEMED S.A.S. (“CNEMED”), una subsidiaria totalmente de propiedad de Canacol, como prestataria, para la construcción y propiedad del Ducto de Medellín, con Canacol siendo uno de los garantes a lo largo del plazo. El Préstamo Puente de 2020, con sus modificaciones, causaba intereses a una tasa de LIBOR más 4.25% anual y venció en julio 31 de 2022. CNEMED podía pagar el Préstamo Puente de

2020 en cualquier momento dentro del plazo sin penalidad. CNEMED pagó un cargo de compromiso al sindicato de 30% del margen de interés de 4.25% sobre todo monto no retirado durante el período de disponibilidad. A diciembre 31 de 2022 CNEMED había retirado un total de \$25 millones bajo el Préstamo Puente de 2020. En febrero 17 de 2023, la Compañía pagó los \$25 millones pendientes en el Préstamo Puente de 2020 con recursos de la Línea de Crédito Rotativo de 2023 y posteriormente terminó el acuerdo de préstamo. Ver “*Línea de Crédito Rotativo de 2023*” arriba.

## Calificaciones Crediticias

Los Títulos Preferenciales de 2021 tienen una calificación de BB- con una perspectiva negativa de Fitch Ratings (“**Fitch**”), BB- con una perspectiva estable de S&P Global Ratings (“**S&P**”) y B1 con una perspectiva negativa de Moody's Investors Services (“**Moody's**”).

Las calificaciones crediticias de Fitch se basan en una escala de calificación de la deuda a largo plazo que va de AAA a D, que representa el rango de mayor a menor calidad de los valores calificados. Una calificación de BB- es la quinta más alta de las 11 categorías principales. Según el sistema de calificación de Fitch, un deudor con títulos de deuda calificados en la categoría BB es menos vulnerable al impago que otras emisiones especulativas; sin embargo, es vulnerable al riesgo de impago sobre todo en caso de cambios adversos en las condiciones de negocios o económicas a lo largo del tiempo. La adición de una designación de más (+) o menos (-) después de una calificación indica la posición relativa dentro de una categoría particular de calificación.

La calificación crediticia de emisión a largo plazo de S&P de valores individuales está en una escala de calificación de AAA (más alta) a D (más baja). Una calificación crediticia a largo plazo de BB está dentro de la quinta categoría más alta de 10 y se considera menos vulnerable al impago a corto plazo que otras inversiones de grado especulativo, pero se enfrenta a importantes incertidumbres continuas y exposición a condiciones de negocios, financieras y económicas adversas que podrían conducir a la capacidad inadecuada del deudor para cumplir sus compromisos financieros sobre la obligación. Las calificaciones de AA a CCC pueden modificarse agregando un signo más (+) o un signo menos (-) para mostrar la posición relativa dentro de las categorías de calificación.

Las calificaciones crediticias de Moody's están en una escala de calificación de la deuda a largo plazo que va de Aaa a C, que representa el rango de mayor a menor calidad de los valores calificados. De acuerdo con Moody's, una calificación de B es la sexta más alta de nueve categorías principales. Moody's aplica modificadores numéricos 1, 2, y 3 en cada clasificación de calificación genérica de Aa a Caa en su sistema de calificación de bonos corporativos. El modificador 1 indica que la emisión está en el extremo más alto de su categoría de calificación genérica, el modificador 2 indica una calificación en el rango medio y el modificador 3 indica que la emisión está en el extremo más bajo de su categoría de calificación genérica.

Las calificaciones crediticias tienen por objeto proporcionar a los inversionistas una medida independiente de la calidad crediticia de un emisor de valores. Las calificaciones crediticias otorgadas a los Títulos Preferenciales de 2021 no son recomendaciones para comprar, mantener o vender dichos valores, ya que dichas calificaciones no constituyen un comentario sobre el precio de mercado de los valores o su idoneidad para un inversionista en particular. No existe ninguna garantía de que una calificación se mantendrá en vigor durante un período de tiempo determinado o que una calificación no será revisada o retirada por completo por una agencia de calificación en el futuro si, a su juicio, las circunstancias lo justifican. Una revisión o un retiro de una calificación crediticia puede tener un efecto adverso significativo en el precio o la liquidez de los Títulos Preferenciales de 2021 en los mercados secundarios, si dichos mercados se desarrollan. Canacol no asume obligación de mantener las calificaciones o de informar a los tenedores de los Títulos Preferenciales de 2021 cualquier cambio en las calificaciones. La calificación de cada agencia debe ser evaluada independientemente de la calificación de cualquier otra agencia. Ver “*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol - Calificaciones Crediticias*”.

La Compañía pagó honorarios por servicios de calificación a Fitch, S&P y Moody's, pero no ha pagado honorarios por otros servicios de agencias de calificación durante los dos últimos años.

## DIVIDENDOS Y DISTRIBUCIONES

### Registro y Política de Dividendos

La práctica general de Canacol era pagar trimestralmente dividendos en efectivo sobre las Acciones Ordinarias de su flujo de caja distribuible a los Accionistas; sin embargo, en marzo 21 de 2024, la Compañía anunció que descontinuó su dividendo trimestral en efectivo con el fin de fortalecer su balance.

La decisión de decretar cualquier dividendo y la oportunidad y el monto de los dividendos en efectivo futuros, si los hubiera, se sujetarán a la discreción de la Junta Directiva y podrán variar dependiendo de una variedad de factores y condiciones existentes de tiempo en tiempo, incluyendo, sin limitación, desempeño del negocio, entorno operativo donde se encuentren los activos de Canacol, situación financiera, planes de crecimiento, fluctuaciones en los precios de materias primas, niveles de producción, requisitos de gastos de capital esperados, costos operativos, cargas de regalías, tipos de cambio, tasas de interés, cumplimiento de cualquier restricción sobre el decreto y el pago de dividendos contenida en cualquier acuerdo en el que Canacol o cualquiera de sus subsidiarias sea parte de tiempo en tiempo (incluyendo, sin limitación, los acuerdos que rigen los Títulos Preferenciales de 2021 y la Línea de Crédito Rotativo de 2023), y cumplimiento de las pruebas de liquidez y solvencia impuestas por la ABCA para el decreto y el pago de dividendos.

La Junta Directiva tiene la intención de revisar el programa de dividendos de tiempo en tiempo, a su discreción. Dependiendo de los factores anteriores y de cualquier otro factor que la Junta Directiva considere relevante de tiempo en tiempo, muchos de los cuales están fuera del control de Canacol, la Junta Directiva puede cambiar el programa después de dicha revisión o en cualquier otro momento que la Junta Directiva considere apropiado. No puede haber garantía de que Canacol reanudará sus dividendos trimestrales en efectivo o que decretará y pagará dividendos en el futuro. Ver *"Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol – Los Dividendos en Efectivo No Están Garantizados"*.

### Historia de los Dividendos

La siguiente tabla proporciona información sobre los dividendos decretados por Acción Ordinaria para cada uno de los tres años financieros terminados más recientemente:

Fecha de Registro de Dividendo	Monto por Acción Ordinaria (Después de la Consolidación) (C\$)
Marzo 31 de 2021	0.26
Junio 30 de 2021	0.26
Septiembre 30 de 2021	0.26
Diciembre 30 de 2021	0.26
Marzo 31 de 2022	0.26
Junio 30 de 2022	0.26
Septiembre 30 de 2022	0.26
Diciembre 30 de 2022	0.26
Marzo 31 de 2023	0.26
Junio 30 de 2023	0.26
Septiembre 30 de 2023	0.26
Diciembre 30 de 2023	0.26

## PRECIO Y VOLUMEN DE NEGOCIACIÓN

### Acciones Ordinarias

Las Acciones Ordinarias se negocian en la TSX bajo el símbolo “CNE”. La siguiente tabla presenta el rango de precios (precios de cierre mensuales alto y bajo) de las Acciones Ordinarias y los volúmenes consolidados negociados en la TSX para los períodos indicados (según lo reportado por la TSX).

Período	Alto (C\$)	Bajo (C\$)	Volumen
<b>2023</b>			
Enero	12.31	9.85	2,355,755
Febrero	12.05	10.00	406,953
Marzo	11.95	10.14	439,462
Abril	11.81	9.97	331,330
Mayo	11.47	10.05	271,977
Junio	12.04	10.53	274,297
Julio	11.82	10.30	256,909
Agosto	12.55	10.81	292,106
Septiembre	11.89	10.55	476,268
Octubre	10.89	6.59	1,436,882
Noviembre	7.69	6.36	1,095,643
Diciembre	7.54	6.27	1,055,079
<b>2024</b>			
Enero	7.68	6.16	1,076,260
Febrero	6.22	4.93	1,233,577
Marzo 1-20	5.90	4.95	479,980

### VENTAS PREVIAS

La siguiente tabla resume las emisiones de valores no inscritos para el año terminado en diciembre 31 de 2023:

Fecha de Emisión	Valores	Número de Acciones Ordinarias Emitidas/Que Se Pueden Emitir o Monto Total	Precio/ de Ejercicio por Valor (C\$)
Enero 31 de 2023	Unidades de Acciones Restringidas <sup>(1)</sup>	208,800	N/A
Enero 31 de 2023	Unidades de Acciones de Desempeño <sup>(1)</sup>	242,731	N/A
Mayo 15 de 2023	Unidades de Acciones Restringidas <sup>(1)</sup>	291,609	N/A
Mayo 15 de 2023	Unidades de Acciones Diferidas <sup>(1)</sup>	18,413	N/A
Junio 23 de 2023	Unidades de Acciones Restringidas <sup>(1)</sup>	6,378	N/A
Junio 23 de 2023	Unidades de Acciones Diferidas <sup>(1)</sup>	4,252	N/A

**Nota:**

(1) Emitidas de conformidad con el plan de incentivos a largo plazo ómnibus de la Compañía.

### 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 puestos y 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
<p>Charle Gamba<sup>(4)</sup>            Presidente, Director Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva            Bogotá, Colombia</p>	<p>Octubre 30 de 2008</p>	<p>El Sr. Gamba es actualmente el Presidente y Director Ejecutivo de Canacol, un rol que ha desempeñado desde que fundó la Compañía en 2008. El Sr. Gamba tiene 29 años de experiencia internacional en petróleo y gas, y ha trabajado anteriormente para Imperial Oil, Canadian Occidental Oil and Gas, Occidental Petroleum y Alberta Energy Company en el sudeste asiático, Oriente Medio, África occidental, Canadá y América Latina. Ha sido miembro de la junta directiva de varias compañías de petróleo y gas que cotizan en bolsa y privadas, donde ocupó cargos en los comités de ESG, auditoría, reservas, HSE y remuneración. El Sr. Gamba actualmente es miembro de la junta directiva de la Asociación Colombiana de Petróleo y de Naturgas, dos grupos industriales que forman la política upstream, midstream y downstream para la industria del petróleo y el gas en Colombia. El Sr. Gamba tiene títulos de maestría y doctorado en Geología.</p>
<p>Michael Hibberd<sup>(1)(2)(3)(5)</sup>            Presidente y Miembro de la Junta Directiva            Calgary, Alberta, Canadá</p>	<p>Octubre 30 de 2008</p>	<p>El Sr. Hibberd es actualmente Presidente de la Junta Directiva de Canacol y aporta más de 40 años de experiencia en la industria y el liderazgo sénior a la Compañía. Durante más de 27 años, el Sr. Hibberd ha sido Presidente y Director Ejecutivo de MJH Services Inc., una firma de asesoría de finanzas corporativas. Actualmente también es Vicepresidente de Junta de Sunshine Oilsands Ltd., Presidente de Junta de PetroFrontier Corp. y miembro de la junta directiva de CanAsia Energy Corp. Anteriormente, fue Presidente de Junta de Heritage Oil Plc, Heritage Oil Corporation y Greenfields Petroleum Corporation; y ex miembro de junta de Montana Exploration Corp., Avalite Inc., Challenger Energy Corp., Deer Creek Energy, Iteration Energy Ltd., Pan Orient Energy Corp., Rally Energy Corp., Sagres Energy, Skope Energy Inc. y Zapata Energy Corporation. El Sr. Hibberd tiene una licenciatura y un MBA de Western University y un LLB de la Universidad de Toronto. También es miembro de la Sociedad de Derecho del Alto Canadá.</p>
<p>David Winter<sup>(2)(4)(5)</sup>            Miembro de Junta Directiva            Calgary, Alberta, Canadá</p>	<p>Febrero 6 de 2009</p>	<p>El Dr. Winter es Director Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva de Horizon Petroleum Ltd. y Miramar Hydrocarbons Ltd. Fue cofundador de Canacol. Anteriormente, el Dr. Winter fue Fundador, Director Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva de Excelsior Energy Limited, una compañía de exploración centrada en arenas petrolíferas. El Dr. Winter aporta 38 años de experiencia internacional en una variedad de roles técnicos, de gestión y de liderazgo viviendo y trabajando en América Latina, Medio Oriente, el sudeste asiático y el Mar del Norte del Reino Unido. Su experiencia la adquirió trabajando en British Petroleum, Sun Oil, Canadian Occidental (ahora Nexen), Alberta Energy Company (ahora EnCana), Calvalley Petroleum y Excelsior Energy Limited. El Dr. Winter tiene un B.Sc. (Hons) en Geología de la Universidad de Londres, un M.Sc. en Geología Estructural del Imperial College de la Universidad de Londres y un doctorado en Geología Estructural de la Universidad de Edimburgo.</p>

Nombre y Municipio de Residencia y Cargo en Canacol	Miembro de Junta Directiva/Directivo Desde	Ocupación Principal Durante los Últimos Cinco Años
Francisco Díaz <sup>(1)(3)(5)</sup> Miembro de Junta Directiva Bogotá, Colombia	Enero 16 de 2015	El Sr. Díaz tiene cerca de 30 años de experiencia como ejecutivo internacional y gerente general. El Sr. Díaz es actualmente el Socio Director de Evolvere Capital SAS, una firma de capital privado que administra varias compañías de cartera en Colombia, América Latina y España. También es Presidente de la Junta y Presidente del Comité de Auditoría de Systemgroup, una compañía de servicios financieros que opera en siete países de América Latina. El Sr. Díaz ocupó anteriormente el cargo de Presidente y Director Ejecutivo de Organización Corona SA, y varios cargos ejecutivos para Monsanto Company, incluyendo Presidente de la División Global de Ingredientes Alimenticios, Vicepresidente de Estrategia Global y Vicepresidente y Gerente General para América Latina. El Sr. Díaz actualmente dirige una fundación que proporciona nutrición a más de 45,000 niños desfavorecidos en Colombia. Sr. Díaz recibió una licenciatura en Ingeniería Química de Northeastern University, un título de posgrado de J.L Kellogg Graduate School of Management en Northwestern University y un título de posgrado de Hult International Business School, Inc.
Gonzalo Fernández-Tinoco <sup>(1)(3)</sup> Miembro de Junta Directiva Caracas, Venezuela	Noviembre 8 de 2018	El Sr. Fernández-Tinoco aporta más de 30 años de experiencia de liderazgo sénior en las industrias de telecomunicaciones y tecnología con posiciones en Corporación Digitel y BellSouth y como Gerente Nacional para Microsoft. El Sr. Fernández-Tinoco actualmente es miembro de junta directiva de las siguientes organizaciones: Corporación Digitel, una compañía de telecomunicaciones, Contratistas Marítimos de Venezuela, una compañía de perforación petrolera, DP Delta Servicios, una compañía de servicios petroleros, Petrodelta, una empresa conjunta, y Delta Finance. El Sr. Fernández-Tinoco es licenciado en Derecho de la Universidad Católica Andrés Bello y EMBA del IESA.
Ariel Merenstein <sup>(1)(2)(4)</sup> Miembro de Junta Directiva São Paulo, Brasil	Marzo 17 de 2020	El Sr. Merenstein aporta a Canacol una experiencia significativa en la industria energética mundial y el sector financiero. El Sr. Merenstein es el Socio Director y Gestor de Cartera de Fourth Sail Capital, LP (" <b>Fourth Sail</b> "). Antes de fundar Fourth Sail en 2019, pasó once años en Prince Street Capital Management, un fondo global de mercados emergentes y fronterizos, donde fue Socio del equipo de investigación y Gerente de Cartera del fondo Prince Street Latin America Long/Short. Antes de unirse a Prince Street, el Sr. Merenstein trabajó en Lehman Brothers y Bear Stearns. Es graduado magna cum laude de la Escuela de Negocios Stern de la Universidad de Nueva York.

Nombre y Municipio de Residencia y Cargo en Canacol	Miembro de Junta Directiva/Directivo Desde	Ocupación Principal Durante los Últimos Cinco Años
Gustavo Gattass <sup>(1)(3)(4)</sup> Miembro de Junta Directiva Rio de Janeiro, Brasil	Junio 23 de 2023	Después de 20 años en el sector bancario cubriendo las industrias de petróleo y gas y energía, el Sr. Gattass es miembro de junta directiva de varias compañías de energía y electricidad. Comenzó a trabajar en el departamento de investigación de renta variable del Banco Icatu y después se trasladó a UBS y BTG Pactual, donde fue calificado como uno de los mejores analistas en energía y electricidad durante muchos años y donde dirigió el departamento de investigación y desarrollo para América Latina del banco desde 2009. Al retirarse de BTG Pactual en 2015, el Sr. Gattass se unió a las juntas directivas de Petrobras y su subsidiaria de distribución de combustibles BR Distribuidora, y luego se unió a varias otras juntas en el espacio de servicios públicos de energía, electricidad y agua. El Sr. Gattass es licenciado en Economía de la PUC-Rio.
Valentina Garbarini Miembro de Junta Directiva Madrid, España	Octubre 18 de 2023	La Sra. Garbarini tiene más de 10 años de experiencia como directora de la Oficina de Familia de la familia Cisneros Blavia, liderando los departamentos de finanzas y asuntos legales a nivel internacional y enfocada en las áreas de energía, telecomunicaciones y responsabilidad social. También es miembro de la junta directiva de Corporación Digitel, una compañía de telecomunicaciones en Venezuela. Fue miembro de la junta directiva de la Universidad Iberoamericana en Bogotá, embajadora de la Federación Sino-PLPE en Macao, de la Fundación Unidos en Red y de GEN Global. La Sra. Garbarini se graduó cum laude de la Universidad de Bentley, en Boston, Massachusetts, en Administración de Empresas, Mercadeo y Estudios Internacionales.
Jason Bednar Vicepresidente Financiero Calgary, Alberta, Canadá	Diciembre 1 de 2015	El Sr. Bednar es un Contador Profesional Colegiado con más de 25 años de experiencia profesional directa en la gestión financiera y reglamentaria de compañías de petróleo y gas que cotizan en TSX, TSX Venture Exchange, American Stock Exchange y Australia Stock Exchange. En 2008 fue miembro de junta directiva fundador y Presidente del Comité de Auditoría de Canacol y en 2015 renunció a este cargo para convertirse en Vicepresidente Financiero de Canacol. El Sr. Bednar ha sido director financiero de varias compañías internacionales de exploración y producción de petróleo y gas, especialmente el director financiero fundador de Pan Orient Energy Corp., una compañía de exploración del sudeste asiático. Anteriormente formó parte de la junta directiva de varias compañías de exploración y producción con enfoque internacional. El Sr. Bednar tiene una licenciatura en Comercio de la Universidad de Saskatchewan

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. Sharma tiene más de 30 años de experiencia en petróleo y gas natural en las Américas, Medio Oriente, Rusia, Australasia y África. Ha ocupado cargos de alta dirección en compañías de exploración y producción importantes de todo el mundo. Fue Jefe de Producción y Operaciones de Afren Plc., Gerente Global de Ingeniería de Petróleo de BHP Billiton Petroleum e Ingeniero Jefe Mundial de Reservorios de Occidental Oil & Gas Company. El Sr. Sharma tiene un B.Sc. y M.Sc. en Ingeniería Mecánica de la Universidad de Alberta.
William Satterfield Vicepresidente Sénior de Exploración Houston, Texas, EE.UU.	Junio 30 de 2022	El Sr. Satterfield se unió a Canacol desde Sanchez Oil and Gas Corporation, donde se desempeñó como Vicepresidente Sénior de Nuevas Empresas y Geociencias. Anteriormente trabajó para Occidental Petroleum por 22 años en las Américas, Medio Oriente, África y el sudeste asiático en varios roles geotécnicos y culminó como Gerente de Exploración en Bogotá, Colombia. El Sr. Satterfield tiene una licenciatura y una maestría en geología de la Universidad de Texas en Austin.
Anthony Zaidi Vicepresidente de Desarrollo de Negocios, Asesor Legal y Secretario Corporativo Bogotá, Colombia	Noviembre 29 de 2011	El Sr. Zaidi es abogado y empresario 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 cogente hasta su adquisición por Canacol en noviembre de 2011. Antes de Carrao, fue directivo o miembro de junta directiva de varias compañías privadas e inscritas en bolsa, 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 también es actualmente miembro de la junta directiva de Arrow Exploration Corp. 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.
Tracy Whitmore Vicepresidente de Impuestos y de Asuntos Corporativos Calgary, Alberta, Canadá	Abril 8 de 2019	La Sra. Whitmore se unió a Canacol en 2013 como Directora de Impuestos y fue designada Vicepresidente de Impuestos y Asuntos Corporativos en abril de 2019. La Sra. Whitmore tiene más de 25 años de experiencia en planeación tributaria internacional, consultoría y gobierno corporativo. Antes de unirse a Canacol, trabajó para Hemisphere GPS, una compañía de tecnología con sede en EE. UU., y en PricewaterhouseCoopers como Gerente Sénior en el Grupo de Servicios Tributarios Internacionales, ayudando a clientes con reorganizaciones transfronterizas, financiación en el extranjero y adquisiciones internacionales, principalmente en la industria energética. La Sra. Whitmore es Contadora Profesional Certificada y tiene un título con honores en Administración de Empresas de la Escuela de Negocios Ivey.

Nombre y Municipio de Residencia y Cargo en Canacol	Miembro de Junta Directiva/Directivo Desde	Ocupación Principal Durante los Últimos Cinco Años
Carolina Orozco Vicepresidente de Relaciones y Comunicaciones con el Inversionista Londres, Reino Unido	Junio 24 de 2022	La Sra. Orozco se unió a Canacol en 2010. Tiene más de 18 años de experiencia tanto en relaciones con inversionistas como en banca. Antes de unirse a Canacol, trabajó en Citibank en banca corporativa cubriendo el sector de infraestructura y el sector farmacéutico, y en gestión de patrimonio como asesora financiera y de inversiones, donde aprovechó su aprendizaje en Tolhurst Noall, una firma de investigación de capital y corretaje con sede en Australia. La Sra. Orozco tiene un B.Sc. en Finanzas Aplicadas de la Universidad McQuarie y un Certificado en Inversiones ASG del Instituto CFA.
Aurora Juan Vicepresidente de Desarrollo Calgary, Alberta, Canadá	Junio 24 de 2022	La Sra. Juan se unió a Canacol en 2010. Tiene más de 20 años de experiencia en la industria energética en Canadá, Colombia, Ecuador y Francia. Antes de unirse a Canacol, ocupó altos cargos de ingeniería de yacimientos en Vermilion Energy, Acclaim Energy, EnCana y PanCanadian Petroleum. La Sra. Juan es Ingeniera Profesional de la Provincia de Alberta y tiene un B.Sc. en Ingeniería Química con Especialización en Petróleo de la Universidad de Calgary.

**Notas:**

- (1) Indica que se trata de miembros del Comité de Auditoría.
- (2) Indica que se trata de miembros del Comité de Remuneración.
- (3) Indica que se trata de miembros del Comité de Gobierno Corporativo y Nominación.
- (4) Indica que se trata de miembros del Comité de Reservas.
- (5) Indica que se trata de miembros del Comité ASG.
- (6) 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 21 de 2024, los miembros de junta directiva y directivos de Canacol, como grupo, son usufructuarios, directa o indirectamente, de aproximadamente 368.872 Acciones Ordinarias en circulación (aproximadamente el 1,1%). Ariel Merenstein, un miembro de junta directiva de la Compañía, es el Socio Director y Gerente de Portafolio de Fourth Sail Capital, que indirectamente posee o controla 6.989.972 Acciones Ordinarias (20,5%) a marzo 21 de 2024.

**Órdenes 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.

El Sr. Hibberd fue miembro de junta directiva de Montana Exploration Corp. al momento en que fue emitida una orden para suspender operaciones hasta que se presentaran los estados financieros y el MD&A de fin del año 2017 y se confirmara el cumplimiento de los requerimientos de la Bolsa de Valores TSX Venture. La orden fue emitida por la Comisión de Valores de Alberta en mayo 4 de 2018. El Sr. Hibberd es Vicepresidente de Junta no ejecutivo de Sunshine Oil Sands Ltd. ("**Sunshine**"). El 9 de octubre de 2020, la Comisión de Valores de Alberta emitió una orden para que Sunshine volviera a radicar sus estados financieros auditados de 2019 con un dictamen no modificado del auditor. La orden impide a las personas con información privilegiada y del bloque de control negociar acciones de Sunshine en la Bolsa de Valores de Hong Kong hasta que sea revocada.

David Winter es miembro de junta directiva y directivo y Charle Gamba es miembro de junta directiva de Horizon Petroleum Ltd. ("**Horizon**"). En enero 6 de 2020 y enero 16 de 2020, la Comisión de Valores de Alberta y la Comisión de Valores de Columbia Británica, respectivamente, ordenaron el cese de la negociación de las acciones ordinarias de Horizon, debido a que Horizon no presentó sus estados financieros y MD&A de fin del año 2019. Las órdenes de cese comercial fueron revocadas el 18 de julio de 2022.

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 el cese 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, debido a que Solimar no radicó varios documentos de revelación continua, incluidos los estados financieros intermedios y el informe relacionado 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 ha hecho una propuesta conforme a una legislación relativa a quiebras o insolvencia, ni ha sido sometido a un proceso, arreglo o compromiso con acreedores ni lo ha iniciado, 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, ni ha celebrado un acuerdo de transacción 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 particular, 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 a, 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 Anexo C.

### Composición del Comité de Auditoría

Los siguientes son los miembros del Comité de Auditoría:

Michael Hibberd <sup>(1)</sup>	Independiente <sup>(2)</sup>	Financieramente letrado <sup>(2)</sup>
Francisco Díaz	Independiente <sup>(2)</sup>	Financieramente letrado <sup>(2)</sup>
Ariel Merenstein	Independiente <sup>(2)</sup>	Financieramente letrado <sup>(2)</sup>
Gonzalo Fernández-Tinoco	Independiente <sup>(2)</sup>	Financieramente letrado <sup>(2)</sup>
Gustavo Gattass	Independiente <sup>(2)</sup>	Financieramente letrado <sup>(2)</sup>

#### 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 y Director Ejecutivo de MJH Services Inc., una empresa de asesoría financiera corporativa establecida en 1995; Vicepresidente de Sunshine Oilsands Ltd. y Presidente de PetroFrontier Corp.; miembro de junta directiva de CanAsia Energy Corp.; ex Presidente de Heritage Oil Plc, Heritage Oil Corporation y Greenfields Petroleum Corporation; y ex miembro de junta directiva de Montana Exploration Corp., Avalite Inc., Challenger Energy Corp., Deer Creek Energy, Iteration Energy Ltd., Pan Orient Energy Corp., Rally Energy Corp., Sagres Energy, Skope Energy Inc. y Zapata Energy Corporation. El Sr. Hibberd pasó 12 años en finanzas corporativas con ScotiaMcLeod y fue Vicepresidente Sénior de Finanzas Corporativas y Miembro de Junta Directiva. El Sr. Hibberd tiene una licenciatura y un MBA de Western University y un LLB de la Universidad de Toronto. También es miembro de la Sociedad de Derecho de Derecho de Alto Canadá.

***Francisco Díaz, B.Sc., M.Sc.***

El Sr. Díaz es actualmente el Socio Director de Evolvere Capital SAS, una firma de capital privado que administra varias compañías de cartera en Colombia, América Latina y España. También es Presidente de la Junta y Presidente del Comité de Auditoría de Systemgroup, una compañía de servicios financieros que opera en siete países de América Latina. Anteriormente el Sr. Díaz ocupó el cargo de Presidente y Director Ejecutivo de Organización Corona SA, y varios cargos ejecutivos para Monsanto Company, incluido el de Presidente de la División Global de Ingredientes Alimenticios, Vicepresidente de Estrategia Global y Vicepresidente y Gerente General para América Latina. Sr. Díaz recibió una licenciatura en Ingeniería Química de Northeastern University, un título de posgrado de J.L Kellogg Graduate School of Management en Northwestern University y un título de posgrado de Hult International Business School, Inc.

***Ariel Merenstein, B.Sc.***

El Sr. Merenstein es el Socio Director y Gerente de Portafolio de Fourth Sail Capital. Antes de fundar Fourth Sail en 2019, estuvo once años en Prince Street Capital Management, un fondo global de mercados Emergentes y Fronterizos, donde fue Socio en el equipo de Investigación y el Gerente de Portafolio del fondo Largo/Corto de Latinoamérica de Prince Street. Además de sus responsabilidades como GP, el Sr. Merenstein supervisó las inversiones de la firma en Latinoamérica, y regularmente revisó la macroeconomía global para la firma. Antes de vincularse a Prince Street, el Sr. Merenstein trabajó en Lehman Brothers y Bear Stearns. Es graduado *magna cum laude* de la Escuela de Negocios Stern de la Universidad de Nueva York.

***Gonzalo Fernández-Tinoco, EMBA, LL.B.***

El Sr. Fernández-Tinoco actualmente es miembro de junta directiva de las siguientes organizaciones: Corporation Digitel, una compañía de telecomunicaciones; Maritime Contractors de Venezuela, una compañía de perforación de petróleo; DP Delta Servicios, una compañía de servicios petroleros; Petrodelta, una empresa conjunta, y Delta Finance. El Sr. Fernández-Tinoco recibió un grado en derecho de la Universidad Católica Andrés Bello y un EMBA de IESA.

***Gustavo Gattass***

El Sr. Gattass tiene 20 años de experiencia en el sector bancario cubriendo las industrias de petróleo y gas y energía. El Sr. Gattass previamente ocupó cargos en Banco Icatu, UBS y BTG Pactual. Actualmente es miembro de junta directiva de varias compañías de energía y electricidad, incluyendo Petrobras y su subsidiaria de distribución de combustibles BR Distribuidora. El Sr. Gattass tiene un título en Economía de la PUC-Rio.

### **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 (Exenciones) 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 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 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 <sup>(1)</sup> (\$)	Honorarios Relacionados con Auditoría <sup>(2)</sup> (\$)	Honorarios por Impuestos <sup>(3)</sup> (\$)	Todos los Demás Honorarios <sup>(4)</sup> (\$)
Diciembre 31 de 2023	625,000	222,000	-	-
Diciembre 31 de 2022	571,519	-	-	-

**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 por 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 regulación.
- (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) Todos los demás honorarios incluyen los honorarios por productos y servicios prestados por el auditor distintos a los indicados arriba.

### PROCESOS LEGALES Y ACCIONES DE ENTES REGULADORES

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 2023; 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 2023.

### INTERÉS DE LA ADMINISTRACIÓN Y OTROS EN TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS

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 Olympia Trust Company en su oficina principal en Calgary, Alberta, Canadá.

## CONTRATOS SIGNIFICATIVOS

No hay contratos significativos 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 cuya profesión o cuyo negocio dé autoridad a una declaración hecha por tal persona o compañía, nombrada como involucrada en la preparación o certificación de un estado, informe o valoración que se describa, incluya o señale 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, distinta a BGEC, el evaluador de ingeniería independiente de la Compañía, y PricewaterhouseCoopers LLP, el auditor externo de la Compañía.

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

PricewaterhouseCoopers LLP ha confirmado que es independiente de la Compañía dentro del significado de las reglas pertinentes y las interpretaciones relacionadas prescritas por los organismos profesionales pertinentes en Canadá y cualquier legislación o regulación aplicable.

## 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. Los siguientes son ciertos factores de riesgo relacionados con el negocio de Canacol, que los posibles inversionistas deben considerar cuidadosamente antes de decidir sobre la compra de valores de Canacol. El siguiente es solamente un resumen de ciertos factores de riesgo y 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.

### **Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol**

#### ***Precios Fluctuantes del Gas***

Para el año terminado en diciembre 31 de 2023, la venta de gas natural representó aproximadamente el 96% de los ingresos totales de la Compañía. El precio del gas natural es afectado por innumerables factores fuera del control de la Compañía. Estos incluyen (sin limitación):

- oferta y demanda nacionales e internacionales;
- las tendencias económicas y políticas internacionales y nacionales;
- los conflictos internacionales y nacionales y las amenazas terroristas;
- condiciones hidrológicas y meteorológicas;
- disponibilidad de instalaciones de transporte;
- legislación y regulación del gas y la energía;
- impuestos locales y nacionales;
- el nivel de las actividades productoras de gas natural, en particular en Oriente Medio, África, Rusia, América del Sur y los Estados Unidos;

- el nivel de la actividad mundial de exploración y producción de gas natural;
- el nivel de los inventarios mundiales de gas natural;
- disponibilidad de mercados para el gas natural;
- condiciones climáticas y otros desastres naturales;
- los avances tecnológicos que afectan a la producción o el consumo de energía;
- leyes y regulaciones gubernamentales nacionales y extranjeras, incluidas las leyes y regulaciones ambientales, de salud y de seguridad;
- disponibilidad y precios de fuentes de energía alternativas;
- las circunstancias políticas en los países productores de petróleo y gas; y
- los efectos de eventos de salud globales (tales como la pandemia de COVID-19).

Cualquier fluctuación significativa en los precios del gas natural podría afectar negativamente los flujos de efectivo, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. Los precios más bajos de los productos básicos también pueden afectar el volumen y el valor de las reservas de gas natural de la Compañía, especialmente a medida que ciertas reservas se vuelven antieconómicas.

En general, la Compañía ha celebrado, y puede celebrar en el futuro, acuerdos para recibir precios fijos en su producción de gas natural para compensar el riesgo de pérdidas de ingresos si los precios de los productos básicos disminuyen. Sin embargo, si los precios de los productos básicos aumentan más allá de los niveles establecidos en dichos acuerdos, la Compañía no se beneficiará de tales aumentos. Además, no hay garantía de que algunos compradores, como el gobierno de Colombia, no intenten renegociar los precios de los contratos en ciertos contratos de precio fijo durante un entorno de precios bajos de los productos básicos.

#### ***Incapacidad para Comercializar la Producción de Gas y Cambio en los Precios de Venta de Gas***

La comerciabilidad de la producción de gas de los proyectos de Canacol puede ser afectada por numerosos factores fuera del control de Canacol, incluyendo, entre otros, fluctuaciones de precios del mercado, requisitos de compromisos de volumen mínimo, proximidad y capacidad de los gasoductos, mayor competencia, la disponibilidad de instalaciones de mejora y procesamiento, disponibilidad de equipos y regulaciones del gobierno colombiano (incluyendo, entre otras, regulaciones relacionadas con precios, impuestos, regalías, producción permitida, importación y exportación de petróleo, gas natural y protección del medio ambiente). Canacol actualmente vende la gran mayoría del gas que produce de conformidad con el Contrato de E&E de Esperanza, el Contrato de E&P de VIM 5 y el Contrato de E&P de VIM 21 a 12 terceros en virtud de contratos de venta de gas. Si estos contratos de venta de gas se terminaran por cualquier razón, podría ser que Canacol no logre establecer una relación con otros compradores de dicho gas de manera oportuna o en términos similares o aceptables. Los resultados de las operaciones y la situación financiera de Canacol dependen de su capacidad para comercializar su producción y de los precios recibidos por su gas y cualquier cambio en el precio o en los contratos de venta de gas de la Compañía puede afectar las ganancias.

#### ***Riesgos Asociados a la Exploración y Producción de Gas Natural***

La exploración de gas natural implica un alto grado de riesgo, que incluso con una combinación de experiencia, conocimiento y evaluación cuidadosa, la Compañía podría no ser capaz de manejar con éxito. La viabilidad comercial de una nueva reserva de hidrocarburos depende de una serie de factores que son inherentes a las reservas, tales como (sin limitación):

- la proximidad de infraestructura adecuada;
- desafíos de extracción debidos a la geología particular de las formaciones que contienen las reservas;
- asuntos reglamentarios;
- impuestos, regalías, impuestos prediales, derechos de importación y exportación; y
- asuntos laborales y de protección ambiental.

También es difícil proyectar los costos de implementación de un programa de perforación exploratoria debido a las incertidumbres inherentes de la perforación en formaciones desconocidas, los costos asociados con el encuentro de diversas condiciones adversas de perforación (como zonas de sobrepresión y herramientas perdidas en el pozo de perforación) y cambios en los planes y ubicaciones de perforación como resultado de pozos exploratorios previos o datos sísmicos adicionales e interpretaciones de los mismos. El impacto individual generado por estos factores no puede predecirse con certeza y, una vez combinados, pueden dar lugar a reservas no económicas.

Si las operaciones y/o inversiones de la Compañía en Colombia son interrumpidas y/o la integridad económica de estos proyectos es amenazada por razones inesperadas, su negocio podría experimentar un retroceso. Estos eventos inesperados pueden deberse a dificultades técnicas, dificultades operativas que afecten la producción, el transporte o la venta de productos, condiciones geográficas y climáticas, razones comerciales o de otro tipo.

Además, la Compañía permanece sujeta a los riesgos normales inherentes a la industria del gas natural, tales como cambios geológicos inusuales e inesperados en los parámetros y variables del sistema petrolero y las operaciones y el riesgo inherente de las operaciones. Si los costos de exploración exceden las estimaciones, o si los esfuerzos de exploración no producen resultados satisfactorios, los esfuerzos futuros de exploración podrían no ser comercialmente exitosos, lo que podría afectar negativamente la capacidad de la Compañía de generar ingresos futuros de las operaciones.

### ***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 más allá del control de Canacol. La información de reservas y flujos de caja incluida en este Formulario de Información Anual representa estimados solamente. Las reservas, los volúmenes estimados y los flujos de caja netos futuros estimados de las propiedades de Canacol han sido evaluados independientemente por BGEC a la fecha efectiva de diciembre 31 de 2023. Estas evaluaciones incluyen una serie de supuestos relacionados con factores tales como tasas de producción inicial, tasas de disminución de producción, obtención final de reservas, oportunidad y monto de gastos de capital, posibilidad de comercializar la producción, precios futuros del petróleo y del 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 en uso a la fecha en que se prepararon 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 netos 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.

### ***Desarrollo de las Reservas de Gas Natural sobre una Base Económicamente Viable***

En la medida en que la Compañía tenga éxito en descubrir o adquirir reservas adicionales de gas natural, estas reservas pueden no alcanzar los niveles de producción proyectados o estar disponibles en cantidades suficientes para ser comercialmente viables. La viabilidad a largo plazo de la Compañía depende de su capacidad para encontrar o adquirir, desarrollar y producir comercialmente reservas adicionales de gas. Sin la adición de reservas a través de actividades de exploración, adquisición o

desarrollo, las reservas y la producción disminuirán con el tiempo a medida que se produzcan las reservas y expiren las licencias. Las reservas futuras de la Compañía dependerán no sólo de su capacidad para desarrollar sus propiedades actuales, sino también de su capacidad para identificar y adquirir propiedades o prospectos de producción adicionales adecuados, para encontrar mercados para el gas natural producido y para distribuir eficazmente la producción en el mercado.

Hay riesgos asociados al negocio y a las operaciones de la Compañía que pueden resultar en incertidumbre sobre el crecimiento de la producción, los cuales incluyen (sin limitación) los siguientes:

- vencimiento o terminación de arrendamientos, permisos o licencias, o redeterminaciones de precios de venta o suspensión de entregas;
- litigios futuros;
- el momento y el monto de las recuperaciones de seguros;
- paros laborales u otras dificultades laborales;
- horarios de vacaciones de los trabajadores y actividades de mantenimiento relacionadas; y
- cambios en el mercado y las condiciones económicas generales.

Las condiciones climáticas, el reemplazo o la reparación de equipos, los incendios, las cantidades de roca y otros materiales naturales y las condiciones geológicas pueden tener un impacto significativo en los resultados operativos.

La exploración futura de gas natural puede involucrar esfuerzos no rentables, no solo de pozos secos, sino de pozos que sean productivos pero no produzcan suficientes ingresos netos para obtener ganancias después de los costos de perforación, operación y otros. La finalización de un pozo no asegura una ganancia sobre la inversión o la recuperación de los costos de perforación, finalización y operación. Además, los peligros de la perforación o el daño ambiental podrían aumentar en gran medida el costo de las operaciones, y varias condiciones de operación de los campos podrían afectar negativamente la producción de pozos exitosos. Estas condiciones incluyen retrasos en la obtención de aprobaciones o consentimientos gubernamentales, cierres de pozos conectados resultantes de condiciones climáticas extremas, problemas en la distribución y condiciones geológicas y mecánicas adversas. Si bien la Compañía podría obtener un seguro por un monto estimado como adecuado para cubrir tales condiciones adversas, la naturaleza de estos riesgos es tal que las responsabilidades podrían exceder los límites de la póliza, las responsabilidades y los peligros podrían no ser asegurable, o los altos costos de las primas podrían llevar a la determinación de no asegurar contra riesgos específicos, en cuyo caso la Compañía podría incurrir en costos significativos que podrían tener un efecto adverso significativo en su condición financiera y los resultados de sus operaciones.

Aunque la Compañía se esforzará por manejar eficazmente los riesgos y condiciones resumidos anteriormente, la Compañía no puede estar segura de hacerlo de manera óptima y no podrá eliminarlos por completo en ningún caso. Por lo tanto, estos riesgos y condiciones podrían disminuir los niveles de ingresos y flujo de efectivo y resultar en el deterioro de los intereses de gas natural de la Compañía.

### ***Sobrecostos y Retrasos de Proyectos de Gas Natural***

Los proyectos de gas natural pueden experimentar aumentos de costos de capital y sobrecostos por, entre otros factores, la falta de disponibilidad o el alto costo de plataformas de perforación y otros equipos esenciales, suministros, personal, entre otros. Es posible que el costo de ejecución de los proyectos no se establezca adecuadamente y siga dependiendo de una serie de factores, incluyendo la finalización de estimaciones detalladas de costos y costos finales de ingeniería, contratación y adquisición. El desarrollo de proyectos puede ser afectado significativa y negativamente por uno o más de los siguientes factores:

- escasez de equipo, materiales y mano de obra;
- fluctuaciones en los precios de los materiales de construcción;
- retrasos en la entrega de equipos y materiales;
- conflictos laborales;

- eventos políticos;
- problemas de título;
- obtención de servidumbres y derechos de paso;
- bloqueos o embargos;
- litigios;
- cumplimiento de leyes y regulaciones gubernamentales, incluidas las leyes y regulaciones ambientales, de salud y de seguridad;
- condiciones climáticas adversas;
- aumentos imprevistos de los costos;
- desastres naturales;
- epidemias o pandemias;
- accidentes;
- transporte;
- complicaciones imprevistas de ingeniería y perforación;
- retrasos en los procesos de consulta previa;
- retrasos atribuibles al operador del proyecto;
- incertidumbres ambientales o geológicas; y
- otras circunstancias imprevistas.

Cualquiera de estos eventos u otros eventos imprevistos podrían dar lugar a retrasos en el desarrollo y la finalización de los proyectos de la Compañía y sobrecostos. Los retrasos en la construcción y puesta en marcha de los proyectos u otras dificultades técnicas pueden dar lugar a que se retrasen las fechas futuras previstas para la producción o que se requieran nuevos gastos de capital. Estos proyectos a menudo pueden requerir el uso de tecnologías nuevas y avanzadas, que pueden ser costosas de desarrollar, comprar e implementar y pueden no funcionar según lo esperado. Tales incertidumbres y riesgos operativos asociados a los proyectos de desarrollo podrían tener un efecto adverso significativo en el negocio, los resultados de las operaciones o la condición financiera de la Compañía.

### ***Instalaciones de Recolección y Procesamiento y Sistemas de Ductos***

La Compañía entrega sus productos a través de sistemas de recolección, procesamiento y ductos, 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 ductos. La falta de disponibilidad de capacidad en cualquiera de los sistemas de recolección, procesamiento y ductos 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. Aunque las expansiones de ductos en Colombia se están dando, la falta de una capacidad firme de ductos 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 de infraestructura, 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. Por ejemplo, la Compañía celebró un acuerdo con Promigás para expandir su red existente de distribución de gas, así como contratos de venta en firme con consumidores existentes y nuevos para cubrir la capacidad de gasoducto adicional; sin embargo, en el evento de que la Compañía esté en incapacidad de cumplir con sus obligaciones en virtud del acuerdo con Promigás por falta de ventas, o sus obligaciones en virtud de los contratos de venta en firme por una demora en la construcción de la red de distribución, a la Compañía se le podría exigir el pago de cargos bajo estos acuerdos, lo cual resultaría en una disminución de la rentabilidad.

### ***Riesgos Operacionales con Ductos***

Los riesgos operacionales incluyen: fugas de ductos, rotura o falla del equipo, los ductos y las instalaciones, los sistemas de información o los procesos; compromiso de información y sistemas de

control; desempeño de equipos a niveles por debajo de los originalmente previstos (sea debido a mal uso, deterioro inesperado o defectos de diseño, construcción o fabricación); derrames en terminales y centrales de camiones; derrames asociados con carga y descarga de sustancias dañinas en vagones y camiones; falla en mantener suministros adecuados de repuestos; error de operador; disputas laborales; disputas con instalaciones interconectadas y operadores; interrupciones operacionales o división de sistemas o refinerías de terceros que impidan la plena utilización del ducto; y eventos catastróficos, incluyendo, pero sin limitarse a ellos, desastres naturales, incendios, inundaciones, explosiones, descarrilamiento de trenes, terremotos, actos de terroristas y saboteadores, y otros eventos similares, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Canacol también puede estar expuesta, de tiempo en tiempo, a riesgos operacionales adicionales no indicados en las frases inmediatamente precedentes. La ocurrencia o continuación de cualquiera de estos eventos puede aumentar el costo de operación de los ductos de la Compañía o reducir los ingresos, impactando con ello las ganancias.

### ***Disponibilidad de Equipo de Perforación y Restricciones de Acceso***

Las actividades de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural dependen de la disponibilidad de equipo de perforación y equipo relacionado en las áreas específicas donde esas actividades serán 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 completamiento. 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 de petróleo y gas natural podría experimentar escasez de personal calificado para la operación de torres de perforación. Esto podría 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, 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.

### ***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 reservorios 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. 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 asegurable en ninguna circunstancia, o en ciertas circunstancias Canacol puede optar por no obtener seguros para cubrir riesgos específicos por 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, pueden 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.

### ***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, así como 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 perforación 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. 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 tiempo en tiempo Canacol puede realizar 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.

### ***Asuntos de Deuda***

La Compañía se basa en la financiación de deuda para algunas de sus actividades de negocio, incluidos los gastos de capital y operacionales. No hay seguridad de que la Compañía estará en capacidad de refinanciar alguno de sus préstamos o todos ellos a su vencimiento. Además, no hay seguridad de que la Compañía estará en capacidad de cumplir en todo momento con los pactos aplicables en virtud de sus préstamos actuales; ni hay seguridad de que la Compañía estará en capacidad de obtener nueva financiación que sea necesaria para financiar sus operaciones y programa de crecimiento de capital. Toda falla de la Compañía en obtener refinanciación, obtener nueva financiación o cumplir con los pactos aplicables en virtud de sus préstamos puede tener un efecto adverso significativo en los resultados financieros de la Compañía. Además, toda incapacidad de la Compañía para obtener nueva financiación puede limitar su capacidad de dar soporte al crecimiento futuro.

La Compañía cree que sus acuerdos de crédito existentes serán suficientes para sus requerimientos inmediatos y no tiene razón para creer que no estará en capacidad de obtener refinanciación en términos comercialmente razonables. Sin embargo, la continua incertidumbre de la situación económica global significa que la Compañía, así como otras compañías de petróleo y gas, puede tener acceso restringido a capital y costos de préstamo mayores. La capacidad de la Compañía de endeudarse depende, entre otros factores, del estado general de los mercados de capital y el apetito del inversionista en relación con inversiones en la industria de la energía en general y en los valores de la Compañía en particular. La capacidad de hacer pagos programados o refinanciar obligaciones de deuda depende de la situación financiera y el desempeño operacional de la Compañía, lo cual está sujeto a las condiciones económicas y competitivas prevalecientes y a ciertos factores financieros, de negocios y otros más allá de su control. En consecuencia, la Compañía puede no estar en capacidad de mantener un nivel de flujo de caja derivado de sus operaciones suficiente para permitir el pago de capital, prima, si la hubiere, e intereses sobre su endeudamiento. Estas condiciones pueden tener un efecto adverso en la industria en la cual opera la Compañía y su negocio, incluidos resultados operacionales y financieros futuros. No puede haber seguridad de que los flujos de caja de la Compañía serán adecuados para obligaciones financieras futuras o que se podrán obtener fondos adicionales.

### ***Limitaciones Operativas Debidas a la Deuda***

La Compañía tiene un monto de endeudamiento significativo, particularmente con respecto al Contrato de los Títulos Preferenciales de 2021 y la Línea de Crédito Rotativo de 2023, y este nivel de endeudamiento podría afectarla adversa y significativamente en varias formas. Por ejemplo, podría:

1. Hacer más difícil para la Compañía realizar 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 a la realización de pagos 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 la planeación, o la reacción, ante cambios en su negocio y en la industria en que opera.
5. Poner a la Compañía en una desventaja competitiva en comparación con sus competidores que tengan menos deuda; y
6. limitar la capacidad de la Compañía de obtener en préstamo fondos adicionales en condiciones comercialmente razonables, si es que los obtiene, para cubrir sus gastos operacionales y para otros fines.

### ***Los Dividendos No Están Garantizados***

En marzo 21 de 2024, la Compañía anunció que discontinuó su dividendo trimestral en efectivo con el fin de fortalecer su balance, y no puede haber garantía de que Canacol reanudará sus dividendos trimestrales en efectivo o que decretará y pagará dividendos en el futuro.

La Junta Directiva tiene la discreción de determinar el monto de los dividendos por decretar y pagar a los Accionistas y la forma de pago de los mismos. En la determinación de si se decreta un dividendo y el nivel del mismo, la Junta Directiva tendrá en consideración numerosos factores, incluyendo el desempeño del negocio, el entorno operativo en el que se encuentren los activos; la situación financiera, los planes de crecimiento, las fluctuaciones en los precios de los productos básicos, los niveles de producción, los requerimientos de gastos de capital esperados, los costos operativos, las cargas de regalía, las tasas de cambio; las tasas de interés, el cumplimiento de cualquier restricción al decreto y al pago de dividendos contenida en cualquier acuerdo en que Canacol o cualquiera de sus subsidiarias sea parte de tiempo en tiempo (incluyendo, entre otros, los acuerdos que rigen los Títulos Preferenciales de 2021 y la Línea de Crédito Rotativo de 2023 (ver “Factores de Riesgo – Asuntos de Deuda”), y el cumplimiento de las pruebas de liquidez y solvencia impuestas por la ABCA para el decreto y el pago de dividendos. Los dividendos pueden ser decretados, aumentados, disminuidos, suspendidos o eliminados totalmente, dependiendo de las operaciones de la Compañía y el desempeño de sus activos y negocios.

### ***Aumento de las Tasas de Interés***

Muchos bancos centrales, incluidos el Banco de Canadá, el Banco de Colombia y la Reserva Federal de Estados Unidos, han tomado medidas para aumentar las tasas de interés en un intento por combatir la inflación. El aumento de los costos de endeudamiento puede afectar los rendimientos de los proyectos y las decisiones de desarrollo futuro, lo que podría tener un efecto adverso significativo en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de la Compañía. Si las tasas de interés del mercado continúan aumentando, los gastos de financiación de la Compañía podrían aumentar y el costo de capital se deterioraría, lo que podría tener un efecto adverso en la capacidad de la Compañía de ejecutar ciertos proyectos, los resultados de las operaciones y la situación financiera. Finalmente, si Canacol incurre en nueva deuda en el futuro para financiar capital de trabajo, proyectos de capital o adquisiciones, las tasas de interés y los diferenciales vigentes en un momento dado podrían ser menos favorables en términos de costo, lo que podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. El aumento de las tasas de interés también podría provocar una recesión en Canadá, Colombia, Estados Unidos u otros países. Una recesión puede tener un impacto negativo en la demanda de petróleo crudo y gas natural, provocando una disminución en los precios de productos básicos.

### ***Debilidad de la Industria de Petróleo y Gas***

Eventos y condiciones de mercado, incluyendo la pandemia de COVID-19, el exceso global de suministro de petróleo y gas natural, acciones tomadas por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), el crecimiento lento en China y otras economías emergentes, la volatilidad del mercado y las perturbaciones en Asia y Rusia, y los niveles de deuda soberana en varios países, podrían causar una significativa debilidad y volatilidad en los precios de productos básicos. Estos eventos y condiciones han causado una significativa reducción en la valoración de las compañías de petróleo y gas y una disminución de la confianza en la industria de petróleo y gas. Los menores precios de productos básicos también pueden afectar el volumen y el valor de las reservas de la Compañía, especialmente en la medida en que ciertas reservas se vuelvan no rentables. Además, los precios más bajos de los productos básicos podrían restringir el flujo de caja de la Compañía, resultando en un presupuesto de gastos de capital reducido. En consecuencia, la Compañía podría no estar en capacidad de reemplazar su producción con reservas adicionales y tanto la producción como las reservas de la Compañía podrían disminuir de un año a otro. Toda disminución de valor de las reservas de la Compañía puede reducir la base de préstamo bajo sus líneas de crédito, lo cual, dependiendo de su nivel de endeudamiento, puede resultar en que la Compañía tenga que pagar una porción de su deuda.

### ***Las Pandemias y Su Efecto en la Economía Mundial***

En caso de una pandemia global, los países en todo el mundo pueden cerrar las fronteras internacionales y ordenar el cierre de instituciones y empresas consideradas no esenciales. Esto podría resultar en una reducción significativa de la actividad económica en Canadá, Colombia e internacionalmente, junto con una caída en la demanda de petróleo y gas natural. Cualquier reducción de la actividad económica en ciertos países como consecuencia de brotes, confinamientos impuestos por los gobiernos y otras restricciones, podría tener un efecto negativo en la demanda de petróleo y gas natural y podría agravar los demás factores de riesgo identificados en el presente documento.

### ***Conflicto Rusia-Ucrania***

El 24 de febrero de 2022, las fuerzas militares rusas lanzaron una invasión militar a gran escala de Ucrania. En respuesta, el personal militar y los civiles ucranianos están resistiendo activamente la invasión. El resultado del conflicto es incierto y podría tener consecuencias de gran alcance para la paz y la estabilidad de la región y la economía mundial. Algunos países, incluidos Canadá y Estados Unidos, han impuesto estrictas sanciones financieras y comerciales contra Rusia, y dichas sanciones pueden tener efectos de gran alcance en la economía mundial. Dado que Rusia es un exportador importante de petróleo y gas natural, la interrupción de los suministros de petróleo y gas natural de Rusia podría causar una escasez mundial significativa de suministro de petróleo y gas natural y afectar en forma importante los precios del petróleo y del gas en todo el mundo. La falta de oferta y los altos precios del petróleo y del gas natural podrían tener un impacto adverso significativo en la economía mundial; sin embargo, dicha volatilidad en los precios del gas natural no afectaría inicialmente a Canacol, dado que generalmente ha celebrado acuerdos para recibir precios fijos por su producción de gas natural. Los impactos a largo plazo del conflicto y las sanciones impuestas a Rusia siguen siendo inciertos.

### ***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 al gas natural, y los avances tecnológicos en la economía de combustibles y los aparatos de generación de energía reducirán la demanda de petróleo crudo, gas natural 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.

### ***Reemplazo de Reservas***

Las reservas y la producción de petróleo y gas natural de Canacol, y por tanto sus flujos de caja y los 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.

### ***Competencia en la Obtención de Derechos para Explorar y Desarrollar Reservas de Petróleo y Gas***

La industria de petróleo y gas es altamente competitiva. Otras compañías de petróleo y gas competirán con la Compañía en licitaciones para licencias de exploración y producción y otras propiedades y otros servicios que la Compañía necesitará para desarrollar su negocio en los países en los cuales espera operar. Adicionalmente, otras compañías dedicadas a la línea de negocio de la Compañía pueden competir con esta de tiempo en tiempo para obtener capital de los inversionistas. Los competidores incluyen compañías de mayor tamaño, las cuales, en particular, pueden tener acceso a más recursos que la Compañía, pueden ser más exitosas en el reclutamiento y la retención de empleados calificados y pueden realizar sus propias operaciones de refinación y mercadeo de petróleo, lo cual puede darles una ventaja competitiva. Además, los competidores reales o potenciales pueden fortalecerse mediante la adquisición de activos y participaciones adicionales. En el evento de que la Compañía no tenga éxito en la negociación de adquisiciones de propiedades adicionales, sus prospectos futuros probablemente serán sustancialmente limitados, y su situación financiera y los resultados de sus operaciones pueden deteriorarse.

### ***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.

### ***Compromisos Mínimos de Trabajo en Bloques de Exploración***

Canacol debe cumplir con ciertos compromisos mínimos de trabajo en ciertos proyectos en Colombia, según se indica en este documento. No hay garantía de que todos estos compromisos serán cumplidos en el tiempo permitido. En esa medida, Canacol podría perder algunos derechos de exploración en los bloques afectados y podría estar sujeta a ciertas penalidades financieras que podrían ser impuestas por la respectiva autoridad gubernamental. Sin embargo, la Compañía tiene el derecho de solicitar suspensiones o prórrogas por eventos de fuerza mayor.

### ***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 incurrir 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 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, la debida diligencia en cuanto a estudio de títulos comprende asegurarse de que el titular actual ha iniciado los distintos procedimientos de autorización, y también comprende una actualización del estado de las autorizaciones requeridas.

### ***Preocupaciones Ambientales***

La Compañía está sujeta a leyes y regulaciones ambientales que afectan aspectos de sus operaciones pasadas, presentes y futuras. Las amplias leyes y regulaciones ambientales nacionales, regionales y locales en Colombia afectan casi todas las operaciones de la Compañía. Estas leyes y regulaciones establecen varios estándares que rigen ciertos aspectos de calidad ambiental, incluyendo 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, disposiciones especiales pueden ser apropiadas o necesarias para áreas de operación ambientalmente sensibles.

La legislación ambiental también exige que los pozos, los sitios de las instalaciones y los derechos de paso de los ductos sean operados, mantenidos, abandonados y recuperados a satisfacción de las autoridades reguladoras competentes. El cumplimiento de dicha legislación puede requerir gastos significativos y una violación puede resultar en la imposición de multas, órdenes judiciales y sanciones, algunas de las cuales pueden ser significativas. La legislación ambiental está evolucionando de una manera que la Compañía espera que resulte en estándares y aplicación más estrictos, mayores multas y responsabilidades y potencialmente mayores gastos de capital y costos operativos. La aplicación de las leyes ambientales a los negocios de la Compañía puede hacer que ésta reduzca su producción o aumente los costos de sus actividades de producción, desarrollo o exploración.

La descarga de gas natural u otros contaminantes en el aire, el suelo o el agua puede dar lugar a responsabilidades ante el gobierno colombiano y terceros y puede requerir que la Compañía incurra en costos para remediar dicha descarga. Dada la naturaleza del negocio de la Compañía, ésta enfrenta riesgos inherentes de derrames peligrosos que ocurran en sus sitios de perforación y operación. Los grandes derrames de líquidos de gas natural, petróleo y otros productos peligrosos pueden resultar en costos de limpieza significativos, así como costos relacionados con multas y sanciones impuestas por las autoridades ambientales. Los derrames de productos peligrosos pueden ocurrir por problemas operativos, como fallas operativas, accidentes y deterioro y mal funcionamiento del equipo. En Colombia, los derrames de productos peligrosos también pueden ocurrir como resultado de sabotaje y daños en los ductos. Todo esto puede conducir a pasivos ambientales potenciales significativos, como costos de limpieza y litigios, que pueden afectar significativa y negativamente la condición financiera, los flujos de efectivo y los resultados de las operaciones de la Compañía. Dependiendo de la causa y la gravedad de un derrame de productos peligrosos, la reputación de la Compañía también puede verse afectada negativamente, lo que podría limitar su capacidad para obtener permisos y afectar sus operaciones futuras.

### ***Regulaciones Pendientes Relativas a Emisiones***

Los gobiernos alrededor del mundo se están enfocando cada vez más en regular las emisiones de GEI y atender los impactos del cambio climático de alguna manera. Está surgiendo legislación sobre emisiones de GEI, y la misma está sujeta a cambios. Por ejemplo, a nivel internacional, casi 200 naciones acordaron en diciembre de 2015 un convenio internacional sobre cambio climático en París, Francia (el "**Convenio de París**"), el cual exige que los países establezcan sus propias metas de emisión de GEI y sean transparentes en cuanto a las medidas que cada país usará para lograr sus

metas de emisión de GEI. Colombia suscribió el Convenio de París. Además, Colombia ha establecido el Programa Nacional de Eficiencia Energética, el cual exige que las compañías de energía eléctrica, petróleo y gas, y otras compañías de servicio de energía, desarrollen Planes de Eficiencia Energética para cumplir las metas establecidas por el Ministerio y la Unidad de Planeación Minero Energética. Aunque no es posible en este momento predecir cómo se verá impactado el negocio de la Compañía con la legislación o las nuevas regulaciones que sean adoptadas en relación con las emisiones de GEI, las leyes y regulaciones futuras que limiten las emisiones de GEI pueden afectar adversamente la demanda del petróleo y del gas natural producidos por la Compañía.

La legislación actual de emisiones de GEI no ha resultado en costos de cumplimiento significativos. Sin embargo, no es posible en este momento predecir si la legislación o las regulaciones propuestas serán adoptadas, y si tales leyes y regulaciones futuras resultarán en costos de cumplimiento adicionales o restricciones operativas adicionales. Si la Compañía no puede recuperar un nivel significativo de sus costos relacionados con el cumplimiento de exigencias reglamentarias con respecto al cambio climático impuestas a la Compañía, esto puede tener un efecto adverso significativo en el negocio de la Compañía, su situación financiera y los resultados de sus operaciones. Además, las restricciones significativas a las emisiones de GEI pueden resultar en una menor demanda del petróleo y del gas natural producidos por la Compañía, con la consecuente disminución en el valor de las reservas de la Compañía. Además, en la medida en que los mercados financieros vean el cambio climático y las emisiones de GEI como un riesgo financiero, esto puede impactar negativamente el costo del capital o el acceso al capital para la Compañía. Finalmente, algunos científicos han concluido que las mayores concentraciones de GEI en la atmósfera de la Tierra pueden producir cambios climáticos que pueden tener efectos físicos significativos, como mayor frecuencia y severidad de tormentas, sequías e inundaciones y otros eventos climáticos extremos; si tales efectos se dieran, podrían tener un efecto adverso en las operaciones de la Compañía.

### **Sanciones**

Las operaciones de exploración, desarrollo, producción y mercadeo de la Compañía están reguladas ampliamente por leyes y regulaciones extranjeras, federales, estatales y locales. Bajo estas leyes y regulaciones, la Compañía podría ser tenida como responsable de lesiones personales, daños a propiedades, obligaciones o costos de limpieza y restauración de sitios y otros perjuicios y responsabilidades. A la Compañía también se le podría imponer que tome acciones correctivas, como la instalación de equipo adicional de seguridad o ambiental, lo cual podría requerir que incurra en significativos gastos de capital. El no cumplimiento de estas leyes y regulaciones también podría resultar en la suspensión o terminación de las operaciones de la Compañía y la sujeción de la misma a sanciones administrativas, civiles y penales, incluida la liquidación de daños a los recursos naturales. A la Compañía podría exigírsele la indemnización a sus empleados en relación con gastos o responsabilidades en que incurran individualmente en relación con acciones reglamentarias contra ellos. Como consecuencia de estas leyes y regulaciones, los prospectos de negocios futuros de la Compañía podrían deteriorarse y su rentabilidad podría verse afectada por costos de cumplimiento, compensación o indemnización a sus empleados.

### **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, la operadora de los Contratos de E&P de VMM 2 y VMM 3. No hay garantía de que ConocoPhillips Colombia o las otras compañías con las cuales Canacol tiene una relación estratégica tendrán la posibilidad de continuar o 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.

### ***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 los 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 generalmente tendrán objetivos e intereses que pueden no coincidir con los intereses de Canacol y pueden entrar en conflicto con estos. A menos que las partes tengan la capacidad de llegar a compromisos 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 de los eventos pueden tener prioridades que difieran de las de Canacol, incluso si en general comparten los objetivos de Canacol. Las exigencias o expectativas de los socios en empresas conjuntas y otros pueden afectar la participación de Canacol en esos proyectos o su capacidad para obtener o mantener licencias u otras aprobaciones necesarias, o el tiempo de realización de varias actividades u operaciones.

### ***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 y clientes de ventas de gas. En el evento de que tales entidades no cumplan con sus obligaciones contractuales, tales incumplimientos pueden tener 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 potencial socio en empresa conjunta o cliente de venta de gas puede tener impacto en la disposición de tal entidad a participar en un programa de capital o acuerdo futuro con Canacol.

### ***Violación de Confidencialidad***

Al discutir 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 significativo a su negocio. El daño al negocio de la Compañía por una violación de confidencialidad no puede ser cuantificado en este momento, pero puede ser considerable y puede no ser reparable con una indemnización de perjuicios. No hay seguridad de que, en el evento de una violación de confidencialidad, la Compañía podrá contar con un recurso en equidad, como una medida cautelar, de un tribunal de jurisdicción competente en forma oportuna, si lo hubiere, para evitar o mitigar cualquier daño que esa violación de confidencialidad pueda causar a su negocio.

### ***Subsidiarias Extranjeras***

La Compañía realizará todas sus operaciones a través de subsidiarias extranjeras y sucursales extranjeras. Por lo tanto, en la medida de tales inversiones, Canacol dependerá de los flujos de caja de estas subsidiarias para cumplir con sus obligaciones, excluyendo cualquier capital o deuda adicional que Canacol pueda emitir de tiempo en tiempo. La capacidad de las subsidiarias de hacer pagos y transferirle efectivo a Canacol puede verse limitada por, entre otras cosas, el nivel de tributación, especialmente de ganancias corporativas y retenciones de impuestos, en las jurisdicciones donde Canacol opere; y la

introducción de controles de cambios de divisas y/o monetarios o restricciones de repatriación, o la disponibilidad de moneda fuerte para repatriar.

### ***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, incluyendo, sin limitación, nacionalización, expropiación de bienes sin justa compensación, renegociación o anulación de concesiones y contratos existentes, imposición de obligaciones específicas de perforación y desarrollo y abandono de campos, cambios en políticas energéticas o en el personal que las administra, cambios en políticas de fijación de precios de petróleo y gas natural, acciones de sindicatos nacionales de trabajadores, fluctuaciones y devaluaciones de monedas, controles de cambio de divisas, sanciones económicas y aumentos de regalías e impuestos, y otros riesgos que surjan de la soberanía gubernamental extranjera sobre las áreas en las cuales se lleven a cabo las operaciones de Canacol, así como 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 y Canadá que afecten el comercio exterior, los impuestos y la inversión. Si las operaciones de Canacol son interrumpidas y/o la integridad económica de sus proyectos es amenazada por razones inesperadas, su negocio puede ser perjudicado. 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 en gobiernos en jurisdicciones extranjeras, acciones de autoridades gubernamentales u otras, o la efectividad y el cumplimiento de tales acuerdos.

La adquisición de participaciones y la realización de operaciones de exploración y desarrollo en jurisdicciones extranjeras por lo general exigen cumplir con numerosos y extensos procedimientos y formalidades. Estos procedimientos y formalidades pueden resultar en demoras inesperadas o prolongadas en el comienzo de importantes actividades de negocios. 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 acciones 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, 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 una operadora experimentada 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.

### ***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 las de Canadá), lo cual puede impedir o afectar adversamente la capacidad de Canacol y de sus miembros de junta directiva y su administración de manejar sus operaciones y proteger sus activos. Una porción del efectivo en depósito está situada en países distintos a Canadá.

## ***Impuestos de Renta***

La Compañía y sus subsidiarias presentan todas las declaraciones de impuesto de renta exigidas y la Compañía considera que está sustancialmente en cumplimiento de las leyes tributarias aplicables de Canadá, Colombia, Perú, Panamá, Brasil, Estados Unidos, Suiza, Países Bajos, Argentina, Bolivia y México. 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 recharacterización 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 del gas, como el tratamiento de los impuestos a los recursos o los dividendos, pueden cambiar o ser interpretadas en el futuro 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 calcule su renta para efectos tributarios o pueden cambiar prácticas administrativas en detrimento de la Compañía.

## ***Fluctuaciones del Tipo de Cambio de Moneda Extranjera***

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2023, aproximadamente 55% y 5% de los gastos de la Compañía fueron denominados en pesos colombianos y dólares canadienses, respectivamente. En la medida en que los ingresos y gastos no estén denominados en dólares estadounidenses, o no estén fuertemente vinculados a esta moneda, la Compañía está expuesta al riesgo de tipo de cambio de moneda extranjera, lo que puede afectar negativamente los resultados financieros de la Compañía. La Compañía actualmente no está usando derivados cambiarios para gestionar los riesgos cambiarios.

## ***Controles de Cambio y Nuevos Impuestos***

Las operaciones en el extranjero pueden requerir financiación si sus necesidades de efectivo exceden el flujo de efectivo operativo. En la medida en que se requiera financiación, puede haber controles de cambio que limiten dicha financiación o consecuencias fiscales adversas asociadas con dicha financiación. Además, los impuestos y los controles de cambio pueden afectar los dividendos que la Compañía recibe de sus subsidiarias extranjeras o sucursales de subsidiarias extranjeras. Los controles cambiarios pueden impedir que la Compañía transfiera fondos al extranjero.

No puede garantizarse que las autoridades gubernamentales de Colombia no requerirán autorización previa ni que otorgarán dicha autorización para que las subsidiarias extranjeras o las sucursales de subsidiarias extranjeras de la Compañía realicen pagos de dividendos a la Compañía y no hay garantía de que no se impondrá un impuesto con respecto a la expatriación de los ingresos procedentes de las subsidiarias extranjeras o de las sucursales de subsidiarias extranjeras de la Compañía. La aplicación de una política restrictiva de control de cambios, incluida la imposición de restricciones a la repatriación de ganancias a entidades extranjeras, podría afectar la capacidad de la Compañía de realizar actividades cambiarias y también podría tener un efecto adverso importante en sus negocios, situación financiera y resultados de sus operaciones.

En particular, la legislación colombiana establece que el Banco Central de Colombia puede intervenir en el mercado cambiario si el peso colombiano experimenta una volatilidad significativa. Asimismo, si bien las condiciones de repatriación de inversiones son las vigentes en la fecha de registro de la inversión correspondiente y las mismas no pueden ser modificadas de ninguna manera que pueda ser perjudicial para el inversionista, el Banco Central de Colombia puede limitar, de manera temporal, el envío de dividendos y el reembolso de inversiones cuando las reservas internacionales caigan por debajo de un monto equivalente a tres meses de importaciones. Desde la creación del actual régimen cambiario en 1991, no se han adoptado medidas de ese tipo. Sin embargo, no hay garantía de que el Banco Central de Colombia no intervendrá en el futuro, y la Compañía puede ser temporalmente incapaz de convertir pesos colombianos a dólares estadounidenses.

### ***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 de tiempo en tiempo en respuesta a condiciones económicas o políticas. La implementación de nuevas regulaciones o la modificación de regulaciones existentes que afecten a la industria del petróleo y del gas pueden reducir la demanda de petróleo y gas natural, aumentar los costos de Canacol y tener un efecto adverso significativo para Canacol.

### ***Procesos Legales***

Canacol de tiempo en tiempo se ve envuelta en litigios en el curso ordinario de sus negocios. Canacol no es parte en proceso legal importante alguno; sin embargo, otros procesos legales podrían ser iniciados contra Canacol en el futuro. No puede asumirse nada en relación con el resultado final de un proceso legal, ni que la decisión final no tendrá un efecto adverso significativo para Canacol.

### ***Expansión a Nuevas Actividades***

Las operaciones y el conocimiento de la administración de la Compañía actualmente están enfocados principalmente en la producción, la exploración y el desarrollo de petróleo y gas en Colombia. En el futuro, la Compañía puede adquirir o incursionar en nuevas actividades relacionadas con la industria o nuevas áreas geográficas (como Bolivia), o puede adquirir activos diferentes 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.

### ***Falla en Lograr los Beneficios Esperados en Adquisiciones y Disposiciones***

La Compañía considera adquisiciones y disposiciones de negocios y activos en el curso ordinario del negocio. El logro de los beneficios de las adquisiciones depende de la exitosa consolidación de funciones e integración de operaciones y procedimientos en una forma oportuna y eficiente, y la capacidad de la Compañía de hacer realidad las oportunidades de crecimiento y sinergias esperadas al combinar los negocios y operaciones adquiridos con los de la Compañía. La integración de los negocios adquiridos puede requerir esfuerzo, tiempo y recursos significativos de la administración, desviando el foco de la administración de otras oportunidades estratégicas y otros asuntos operacionales. La administración continuamente evalúa el valor y la contribución de servicios prestados por terceros y los activos requeridos para la prestación de tales servicios. A este respecto, pueden darse disposiciones periódicas de activos no esenciales de modo que la Compañía pueda enfocar sus esfuerzos y recursos más eficientemente. Dependiendo del estado del mercado para tales activos no esenciales, algunos de los activos no esenciales de la Compañía pueden obtener menos en la disposición que su valor en libros en los estados financieros de la Compañía.

### ***Tecnología de la Información 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 por 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.

### **Costo de nuevas tecnologías**

La industria de petróleo y gas se caracteriza por avances tecnológicos rápidos y significativos y la introducción de nuevos productos y servicios que usan nuevas tecnologías. Otras compañías de petróleo y gas pueden tener más recursos financieros, técnicos y de personal que les permitan disfrutar de ventajas tecnológicas y que en el futuro les permitan implementar nuevas tecnologías antes de que Canacol lo haga. 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. Además, en este momento la Compañía no puede predecir el impacto, si lo hubiere, que los avances en la inteligencia artificial pueden tener en sus operaciones, y en consecuencia la Compañía debe monitorear y puede requerir reaccionar a los desarrollos, que pueden tener un efecto adverso significativo en su negocio.

### **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 contribuirá al éxito y al crecimiento continuados de Canacol, y existe el riesgo de que la muerte o la salida de una o más de estas personas tenga un efecto adverso significativo para Canacol. La capacidad de Canacol de realizar sus operaciones también es altamente dependiente de la disponibilidad de trabajadores calificados.

### **Conflictos de Interés**

Hay conflictos de interés potenciales a los cuales podrán estar sujetos algunos miembros de junta directiva 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 directiva 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 directiva 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 directiva o directivo de o tenga un interés importante en una persona que sea parte en un contrato importante o un contrato importante propuesto con Canacol, revele su interés y se abstenga de votar en cualquier asunto relativo a dicho contrato a menos que se permita otra cosa conforme a la ABCA. Ver también *“Miembros de Junta Directiva y Directivos – Conflictos de Interés”*.

### **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 vigor para prevenir cualquier forma de corrupción o soborno; sin embargo, 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 penalidades 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.

### ***Los Enunciados con Proyecciones a Futuro Pueden Resultar Ser Inexactos***

A los Accionistas e inversionistas se les advierte que no deben basarse indebidamente en los enunciados con proyecciones a futuro y otra información financiera a futuro. Por su naturaleza, los enunciados y la información con proyecciones a futuro involucran numerosos supuestos, riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, tanto de naturaleza general como específica, que pueden hacer que los resultados reales difieran sustancialmente de aquellos sugeridos por los enunciados o la información con proyecciones a futuro, o contribuyan a la posibilidad de que las predicciones, estimaciones o proyecciones resulten ser sustancialmente inexactas.

### ***Calificaciones Crediticias***

Las calificaciones crediticias pueden no reflejar todos los riesgos asociados a una inversión en cualquiera de los valores de Canacol. Las calificaciones crediticias aplicadas a los Títulos Preferenciales de 2021 son una evaluación por parte de la agencia de calificación pertinente de la capacidad de Canacol de pagar sus obligaciones en las fechas respectivas en que se asignan las calificaciones. Es posible que las calificaciones crediticias no reflejen el impacto potencial de los riesgos relacionados con la estructura, el mercado u otros factores analizados en este documento sobre el valor de los Títulos Preferenciales de 2021. Las calificaciones crediticias tienen por objeto proporcionar a los inversionistas una medida independiente de la calidad crediticia de una emisión de valores. Las calificaciones crediticias otorgadas a los Títulos Preferenciales de 2021 no son una recomendación para comprar, mantener o vender alguno de los Títulos Preferenciales de 2021, porque las agencias de calificación no comentan sobre el precio de mercado o la idoneidad para un inversionista en particular. No puede garantizarse que una calificación crediticia asignada a cualquiera de los Títulos Preferenciales de 2021 permanecerá vigente durante un período de tiempo determinado o que la agencia de calificación pertinente no reducirá o retirará por completo una calificación. La reducción o el retiro de la calificación puede tener un efecto adverso en el valor de mercado de los Títulos Preferenciales de 2021. Además, los cambios reales o anticipados en las calificaciones crediticias pueden afectar el costo al cual Canacol puede acceder a los mercados de deuda pública o privada.

### ***Riesgos Relacionados con la Operación en Colombia***

#### ***Retrasos en la Obtención de Licencias Ambientales y de Otro Tipo***

Las actividades de exploración y desarrollo, así como la construcción de ductos e infraestructura, están sujetas a numerosos requisitos de licencias y permisos, principalmente relacionados con el medio ambiente. En el pasado reciente, Canacol y otras compañías de recursos naturales en Colombia han experimentado retrasos significativos de parte de las autoridades colombianas con respecto a la emisión de tales licencias y permisos. Las demoras imprevistas en la concesión de licencias y permisos pueden resultar en demoras significativas y sobrecostos en la exploración y el desarrollo y en la construcción de ductos e infraestructura, y podrían afectar la situación financiera de la Compañía y los resultados de sus operaciones. No hay garantía de que estos retrasos no continuarán o empeorarán en el futuro.

#### ***Riesgos Económicos y Legales de Mercados Emergentes***

La Compañía es una compañía existente bajo las leyes de la Provincia de Alberta y está sujeta a las leyes y regulaciones canadienses. Colombia, la jurisdicción en la cual la Compañía realiza sus actividades de exploración, desarrollo y producción, puede tener sistemas legales diferentes o menos desarrollados que Canadá o Estados Unidos. Invertir en países de mercados emergentes como Colombia

conlleva riesgos económicos y legales. La inestabilidad económica y jurídica en los países de América Latina y de mercados emergentes ha sido causada por muchos factores diferentes, incluidos los siguientes:

- la falta de reparación jurídica efectiva en los tribunales de esas jurisdicciones, sea con respecto a una infracción de la ley o la reglamentación o, en una controversia de propiedad, por ser más difícil de obtener;
- la falta de orientación judicial o administrativa sobre la interpretación de las normas y regulaciones aplicables;
- inconsistencias o conflictos entre y dentro de varias leyes, regulaciones, decretos, órdenes y resoluciones;
- la relativa inexperiencia del poder judicial y los tribunales en esas materias;
- altas tasas de interés;
- cambios en el valor de las monedas y altos niveles de inflación;
- controles cambiarios, de salarios y de precios;
- cambios en las políticas económicas o tributarias;
- la imposición de barreras comerciales; y
- cuestiones de seguridad interna.

En ciertas jurisdicciones, el compromiso de los empresarios locales, los funcionarios y organismos gubernamentales y los sistemas judiciales de cumplir con los requisitos legales y los acuerdos negociados puede ser más incierto, creando preocupaciones particulares con respecto a las licencias y los acuerdos para los negocios de la Compañía. Tales licencias y acuerdos pueden ser susceptibles de revisión o cancelación y la reparación legal puede ser incierta o demorada. Cualquiera de estos factores puede afectar negativamente el negocio de Canacol.

### ***Sanciones de Estados Unidos a Colombia***

Colombia se encuentra entre varias naciones cuya elegibilidad para recibir ayuda extranjera de Estados Unidos depende de su progreso en la contención de la producción y el tránsito de drogas ilegales, lo cual está sujeto a una certificación anual del Presidente de Estados Unidos de América. Aunque Colombia tiene una certificación vigente, no puede haber garantía de que, en el futuro, recibirá la certificación o una exención por interés nacional. La falta de certificación o de una exención por interés nacional puede dar lugar a cualquiera de las siguientes situaciones: suspensión de toda ayuda bilateral, con excepción de la ayuda antinarcóticos y humanitaria; la no aprobación por el Banco de Exportación e Importación de Estados Unidos y la Corporación para la Inversión Privada en el Extranjero de la financiación para nuevos proyectos en Colombia; la exigencia a los representantes de Estados Unidos en instituciones multilaterales de crédito de votar en contra de todas las solicitudes de préstamo de Colombia, aunque esos votos no constituirían vetos, y la conservación por el Presidente de Estados Unidos y el Congreso del derecho de aplicar sanciones económicas y comerciales futuras.

Cada uno de estos resultados podría tener consecuencias económicas adversas en Colombia, podría aumentar aún más los riesgos políticos y económicos asociados a las operaciones allí y podría amenazar la capacidad de la Compañía de obtener la financiación necesaria para desarrollar sus propiedades colombianas. No puede haber garantía de que Estados Unidos no impondrá sanciones a Colombia en el futuro, ni se puede predecir con precisión el efecto en Colombia que estas sanciones podrían causar.

### ***Evolución Económica y Política en Colombia***

Las propiedades y los proyectos principales de la Compañía se encuentran en Colombia. Así, están sujetos a ciertos riesgos, como fluctuaciones monetarias y posible inestabilidad política o económica.

La calidad de los activos de la Compañía, la condición financiera y los resultados de las operaciones dependen significativamente de las condiciones macroeconómicas y políticas que prevalecen en Colombia (tales como inestabilidades de precios, fluctuaciones monetarias, inflación, tasas de interés,

regulación, impuestos, inestabilidades sociales, disturbios políticos y otros desarrollos en o que afectan a Colombia) sobre los cuales la Compañía no tiene control. Además, las actividades de exploración y producción de la Compañía pueden verse afectadas en diversos grados por la estabilidad política y las regulaciones gubernamentales relacionadas con la industria del gas natural. Las disminuciones en la tasa de crecimiento de la economía colombiana, los períodos de crecimiento negativo, los aumentos sustanciales de la inflación o las tasas de interés o las fluctuaciones significativas en el tipo de cambio podrían resultar en una menor demanda de los servicios y productos de la Compañía o afectar los precios de los mismos.

En el pasado, Colombia ha experimentado períodos de débil actividad económica y deterioro de las condiciones económicas. No hay garantía de que tales condiciones no volverán o de que tales condiciones no tendrán un efecto adverso significativo en el negocio, la condición financiera o los resultados de las operaciones de la Compañía.

La condición financiera de la Compañía y los resultados de las operaciones también pueden verse afectados por cambios en el clima político en Colombia en la medida en que dichos cambios afecten las políticas económicas, el crecimiento, la estabilidad o el entorno normativo de la nación, incluidos los cambios en las regulaciones tributarias colombianas. La exploración puede verse afectada en diversos grados por las regulaciones gubernamentales con respecto a las restricciones a la explotación y la producción futuras, los controles de precios, los controles de exportación, los controles de cambios, los impuestos de renta, los impuestos al patrimonio, la expropiación de propiedades, la legislación ambiental y la seguridad del sitio. No puede haber garantía de que el gobierno de Colombia continuará aplicando políticas económicas favorables a los negocios y de mercado abierto o políticas que estimulen el crecimiento económico y la estabilidad social. Cualquier cambio en la economía de Colombia o en las políticas económicas del gobierno, en particular en cuanto se refieran a la industria del petróleo y del gas, puede tener un impacto negativo en los negocios, la condición financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

### ***Violencia e Inestabilidad en Colombia***

Colombia ha experimentado períodos de violencia en las últimas cinco décadas, principalmente por el conflicto armado entre las fuerzas gubernamentales, las guerrillas, los grupos paramilitares y los carteles de la droga. La actividad de los insurgentes continúa en muchas partes del país, a pesar de los esfuerzos del gobierno colombiano y las políticas de seguridad. Cualquier posible escalada de la violencia asociada con estas actividades puede tener un impacto negativo en la economía colombiana y las operaciones de la Compañía.

En noviembre 24 de 2016, el gobierno colombiano y las Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia ("FARC") firmaron un acuerdo de paz (el "**Acuerdo de Paz**") y, en noviembre 30 de 2016, el Acuerdo de Paz fue ratificado por el gobierno de Colombia. De conformidad con el Acuerdo de Paz, las FARC acordaron desmovilizar a sus tropas y milicianos urbanos y entregar sus armas a una misión de las Naciones Unidas en un plazo de 180 días. Las FARC se convirtieron entonces en un partido político legal. En virtud del Acuerdo de Paz, las FARC tenían garantizados al menos cinco escaños en el Senado y otros cinco escaños en la Cámara de Representantes en las elecciones del Congreso de 2018. A pesar de estos esfuerzos, en agosto de 2019 algunos exlíderes de este grupo abandonaron el proceso y anunciaron la reanudación de las hostilidades.

En diciembre 31 de 2022, el Presidente Gustavo Petro anunció un cese al fuego bilateral, a partir de enero 1 de 2023 y hasta el junio 30 de 2023, inicialmente con cinco organizaciones armadas ilegales: ELN, Segunda Marquetalia, Estado Mayor Central, Autodefensas Gaitanistas de Colombia (AGC) y el grupo ilegal Sierra Nevada. Durante 2023, el gobierno colombiano también ha participado en negociaciones de paz con el Ejército de Liberación Nacional ("**ELN**") y anunció el inicio de un proceso de paz con las disidencias de las FARC, que no se alinearon con el acuerdo de paz firmado en 2016. En este momento no se ha llegado a ningún acuerdo con ninguno de los dos grupos.

Las negociaciones de paz tienen por objeto seguir fortaleciendo y desarrollando las instituciones, en particular en las regiones rurales. Se considera que el mayor desafío del gobierno colombiano es garantizar que las negociaciones conduzcan a una paz duradera y que los miembros desmovilizados de las FARC y el ELN se reincorporen a la vida civil, en lugar de reagruparse en bandas criminales.

Es posible que los intentos continuos de reducir o prevenir la actividad guerrillera no tengan éxito y que la actividad guerrillera perturbe las operaciones de la Compañía en el futuro. Es posible que la Compañía no pueda establecer o mantener la seguridad de sus operaciones y personal en Colombia y que esta violencia afecte sus operaciones en el futuro. La persistencia o el aumento de las preocupaciones de seguridad en Colombia también podrían resultar en una pérdida significativa para Canacol y/o costos que superen las expectativas actuales.

### ***Inestabilidad Social y Malestar Laboral***

Las operaciones de la Compañía están en Colombia. Las compañías que operan en la industria del gas en Colombia han experimentado diversos grados de interrupciones en sus operaciones como resultado de la inestabilidad social y las perturbaciones laborales. Además, la Compañía opera en áreas de poblaciones indígenas, que podrían ser la fuente de malestar social.

No hay seguridad de que este tipo de inestabilidad social o perturbación laboral no se experimentará en el futuro. En este momento no se sabe cuál puede ser el impacto potencial de la inestabilidad social, las perturbaciones laborales y la falta de orden público en el futuro para la industria del petróleo y del gas en Colombia, y para las operaciones de la Compañía en particular. Esta incertidumbre puede afectar las operaciones en formas impredecibles, incluyendo interrupciones de suministros de combustibles y mercados, la capacidad de mover equipos tales como torres de perforación de un sitio a otro, o la perturbación de instalaciones de infraestructura, incluyendo ductos, instalaciones de producción, vías públicas y estaciones de descarga, que podrían ser blancos o experimentar daños colaterales como consecuencia de inestabilidad social, disputas o protestas laborales o la actividad guerrillera descrita en este documento. La Compañía puede sufrir pérdida de producción, o puede tener que asumir costos significativos en el futuro para proteger sus activos contra tales actividades, asumir cargos de espera por equipos varados o inactivos, o para remediar daños potenciales a sus instalaciones. Estos riesgos escapan al control 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.

Otras compañías que operan campos de gas en Colombia también han experimentado disturbios laborales en los últimos años. Este tipo de interrupción laboral a veces es enfrentado por compañías que operan en industrias de recursos. Es difícil para la Compañía determinar en este momento si este es el comienzo de una agitación social más amplia en Colombia. No hay garantía de que la Compañía no experimentará más disturbios laborales en el futuro.

### ***La Industria del Gas Natural en Colombia Está Menos Desarrollada***

La industria del petróleo y del gas en Colombia no es tan eficiente o desarrollada como la industria del petróleo y del gas en Canadá. Como resultado, las actividades de exploración, desarrollo y producción de la Compañía pueden tardar más en completarse y pueden ser más costosas que operaciones similares en Canadá. La disponibilidad de conocimientos técnicos, equipo específico y suministros puede ser más limitada que en Canadá. La Compañía espera que tales factores sometan sus operaciones a riesgos económicos y operativos que pueden no experimentarse en Canadá.

En caso de que surja una disputa en relación con las operaciones de la Compañía en Colombia, puede estar sujeta a la jurisdicción exclusiva de tribunales extranjeros o puede ser que no haya éxito en someter a personas extranjeras a las jurisdicciones de los tribunales de Canadá o hacer cumplir las sentencias canadienses en esas otras jurisdicciones. La Compañía también puede verse obstaculizada o impedida para hacer valer sus derechos con respecto a un organismo gubernamental por la doctrina de la inmunidad soberana. En consecuencia, las actividades de exploración, desarrollo y producción de la

Compañía en Colombia podrían verse sustancialmente afectadas por factores fuera del control de la Compañía, cualquiera de los cuales podría tener un efecto adverso importante en la Compañía.

La adquisición de participaciones y la realización de operaciones de exploración y desarrollo en jurisdicciones extranjeras a menudo requieren el cumplimiento de numerosos y extensos procedimientos y formalidades. Estos procedimientos y formalidades pueden dar lugar a retrasos inesperados o prolongados en el inicio de actividades de negocios importantes. En algunos casos, el incumplimiento de tales formalidades o la no obtención de pruebas pertinentes pueden poner en tela de juicio la validez de la entidad o las medidas adoptadas. La administración no puede predecir el efecto de las formalidades corporativas y reglamentarias adicionales que puedan adoptarse en el futuro, incluso si tales leyes o regulaciones aumentarían sustancialmente el costo de hacer negocios de la Compañía o afectarían sus operaciones en cualquier área.

### ***Controles y Regulaciones Amplios***

La industria del gas natural en Colombia está sujeta a controles y regulaciones amplios impuestos por varios niveles del gobierno. Toda la legislación vigente es un asunto de registro público y la Compañía no puede predecir qué legislación o modificaciones adicionales pueden promulgarse. Las modificaciones a las leyes, los reglamentos y los permisos vigentes que rigen las operaciones y actividades de las compañías de petróleo y gas natural, incluidas las leyes y regulaciones ambientales que están evolucionando en Colombia, o su implementación más estricta, podrían tener un impacto adverso importante en la Compañía y causar aumentos en los gastos y costos, afectar la capacidad de la Compañía para expandir o transferir las operaciones existentes o exigirle que abandone o retrase el desarrollo de nuevas propiedades de petróleo y gas natural.

### ***Desafíos para las Propiedades de la Compañía y Otras Restricciones de los Países en Desarrollo***

La adquisición del título de propiedades de gas natural en Colombia es un proceso detallado que consume tiempo. El título de propiedad de las participaciones de gas natural a menudo no se puede determinar de manera concluyente sin incurrir en gastos sustanciales. Las propiedades de la Compañía pueden estar sujetas a reclamaciones de título imprevistas, incluidas, entre otras, las reclamaciones de las comunidades indígenas. Si bien la Compañía tiene la intención de hacer las investigaciones apropiadas sobre el título de las propiedades y otros derechos de desarrollo que adquiere, pueden existir defectos de título. Además, es posible que la Compañía no pueda obtener un seguro adecuado para defectos de título, sobre una base comercialmente razonable o de ninguna manera. Si existen defectos de título, es posible que la Compañía pierda la totalidad o una parte de su derecho, título e interés sobre las propiedades a las cuales se refieren los defectos de título.

### ***Embargo o Expropiación de Activos***

De conformidad con el Artículo 58 de la Constitución colombiana, el gobierno colombiano puede ejercer sus poderes de dominio eminente con respecto a los activos de la Compañía en caso de que dicha acción sea necesaria para proteger los intereses públicos. De acuerdo con la Ley 388 de 1997, las facultades de dominio eminente pueden ejercerse mediante: (a) un proceso de expropiación ordinaria; (b) una expropiación administrativa; o (c) según lo dispuesto en el Artículo 59 de la Constitución colombiana, una expropiación en caso de guerra. En todos los casos, la Compañía tendría derecho a una indemnización justa por los activos expropiados. Como regla general (con la excepción de la expropiación por razones de guerra, caso en el cual la indemnización puede cuantificarse y pagarse más adelante), la indemnización debe pagarse antes de que el activo sea efectivamente expropiado. Sin embargo, la indemnización puede pagarse en algunos casos años después de que el activo sea efectivamente expropiado y la indemnización puede ser inferior al precio por el cual el activo expropiado podría venderse en una venta en el mercado libre o al valor del activo como parte de un negocio en curso.

## Riesgos Relacionados con las Acciones Ordinarias

El precio de mercado de las Acciones Ordinarias puede ser altamente volátil y puede estar sujeto a amplias fluctuaciones en respuesta a una serie de factores que están más allá del control de la Compañía, incluidos, pero sin que se limite a ellos, los siguientes:

- Dilución causada por la emisión de Acciones Ordinarias adicionales y otras formas de valores de participación.
- Anuncios de nuevas adquisiciones, descubrimientos de reservas u otras iniciativas de negocio por parte de los competidores de la Compañía.
- Fluctuaciones en ingresos del negocio de petróleo y gas natural de la Compañía.
- Cambios en el precio de mercado para productos básicos de petróleo y gas natural y/o en los mercados de capital en general.
- Cambios en la demanda de petróleo y gas natural, incluyendo cambios resultantes de la introducción o expansión de combustibles alternativos.
- Cambios en el clima social, político y/o legal en las regiones donde operará la Compañía.
- Cambios en la valoración de compañías similarmente situadas, tanto en la industria de la Compañía como en otras industrias.
- Cambios en los estimados de los analistas que afectan a la Compañía, a sus competidores y/o su industria.
- Cambios en los métodos contables usados en la industria de la Compañía o que de otro modo la afecten.
- Cambios en estimados independientes de reservas relacionados con las propiedades de petróleo y gas de la Compañía.
- Anuncios de innovaciones tecnológicas o nuevos productos disponibles para la industria del petróleo y del gas natural.
- Anuncios de gobiernos relevantes en relación con incentivos a programas de desarrollo de energías alternativas.
- Fluctuaciones en tasas de interés, tasas de cambio y la disponibilidad de capital en mercados de capital; y
- Ventas significativas de Acciones Ordinarias, incluidas ventas por futuros inversionistas en ofertas futuras de la Compañía.

Además, el precio de mercado de las Acciones Ordinarias puede estar sujeto a amplias fluctuaciones en respuesta a varios factores, los cuales pueden incluir los siguientes, entre otros:

- Variaciones trimestrales de ingresos y gastos operacionales de la Compañía.
- Adiciones y salidas de personal clave; y
- Estimados de reservas actualizados por partes independientes.

Estos y otros factores están en gran medida fuera del control de la Compañía, y el impacto de estos riesgos, individualmente o en total, puede resultar en cambios adversos significativos para el precio de mercado de las Acciones Ordinarias y/o los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

## INFORMACIÓN ADICIONAL, FINANCIERA Y DE OTRA CLASE

En SEDAR+ se puede encontrar información adicional relacionada con la Compañía.

Información adicional, incluyendo la remuneración y el endeudamiento de miembros de junta directiva y directivos, los titulares principales de valores de Canacol y valores autorizados para emisión bajo planes de remuneración con acciones, 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 Vicepresidente Financiero de Canacol en la dirección Suite 2000, 215 - 9<sup>th</sup> Avenue S.W., Calgary, Alberta, T2P 1K3. Los documentos también serán incluidos en SEDAR+.

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 2023, los cuales también están disponibles en SEDAR+, se suministra información financiera adicional.

## ANEXO A

### INFORME SOBRE DATOS DE RESERVAS POR PARTE DE EVALUADOR DE RESERVAS INDEPENDIENTE Y CALIFICADO (FORMULARIO 51-101F2)

[Logo]  
BOURY

---

Global Energy Consultants

### INSTRUMENTO NACIONAL FORMULARIO 51-101F2 INFORME sobre DATOS DE RESERVAS

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

1. Hemos evaluado los datos de reservas de la Compañía a 31 de diciembre de 2023. Los datos de reservas son estimaciones de las reservas probadas, las reservas probables y las reservas posibles y el ingreso neto futuro relacionado al 31 de diciembre de 2023, estimados usando precios y costos previstos.
2. Los datos de reservas son responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad es emitir una opinión sobre los datos de reservas con base en nuestra evaluación.
3. Llevamos a cabo nuestra evaluación de acuerdo con las normas establecidas en el Manual de Evaluación de Petróleo y Gas de Canadá (el "Manual COGE" por su sigla en inglés) preparado conjuntamente por la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo (Capítulo de Calgary) y el Instituto de Minería, Metalurgia y Petróleo de EE. UU. (Sociedad del Petróleo).
4. Esas normas exigen que planifiquemos y realicemos una evaluación para obtener seguridad razonable de que los datos de reservas están libres de incorrecciones significativas. Una evaluación incluye también la evaluación de si los datos de reservas se ajustan a los principios y definiciones presentados en el Manual COGE.

5. En la tabla siguiente se indica el ingreso neto futuro estimado (antes de la deducción de los impuestos de renta) atribuido al total de reservas probadas más probables, estimado usando precios y costos previstos y calculado usando una tasa de descuento del 10 por ciento, incluida en los datos de reservas de la Compañía evaluada por nosotros al 31 de diciembre de 2023, y se identifican las porciones respectivas de las mismas que hemos evaluado e informado a la administración de la Compañía:

Evaluador de Reservas Calificado Independiente	Descripción y Fecha de Preparación de Informe de Evaluación	Ubicación de las Reservas	Reservas Probadas Más Probables Totales (MBOE)	Valor Presente Neto de Ingreso Neto Futuro (antes de impuesto de renta, tasa de descuento 10%)			
				Auditado (M\$US)	Evaluado (M\$US)	Revisado (M\$US)	Total (M\$US)
Boury Global Energy Consultants Limited	Informe de Evaluación de Reservas al 31 de Diciembre de 2023 en Algunas Propiedades de Canacol Energy Ltd. fechado el 1 de Marzo de 2024	Colombia	106.313	-	2.135.121	-	2.135.121

#### BOURY GLOBAL ENERGY CONSULTANT LTD.

6. En nuestra opinión, los datos de reservas respectivamente evaluados por nosotros, en todos los aspectos importantes, han sido determinados y están conformes con el Manual COGE. No emitimos opinión sobre los datos de reservas que revisamos pero que no auditamos o evaluamos.
7. No tenemos responsabilidad de actualizar nuestros informes referidos en el párrafo 5 para eventos y circunstancias que ocurran después de sus respectivas fechas de preparación.
8. Debido a que los datos de reservas se basan en juicios sobre eventos futuros, los resultados reales variarán y las variaciones pueden ser significativas. Sin embargo, toda variación debe ser consistente con el hecho de que las reservas se categorizan según la probabilidad de su obtención.

Firmado en relación con nuestro informe antes mencionado:

Boury Global Energy Consultants Ltd., Calgary, Alberta, fechado el 1 de marzo de 2024.

BOURY GLOBAL ENERGY  
CONSULTANTS LTD.

---

Nahla Boury, Ing. de P. ICD.D

PERMISO DE EJERCICIO BOURY GLOBAL ENERGY CONSULTANTS LTD.
Firma _____
1 de marzo de 2024
Fecha _____
NÚMERO DE PERMISO: P 14020 La Asociación de Ingenieros, Geólogos y Geofísicos Profesionales de Alberta

**ANEXO B**

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

(Adjunto)

**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.

Un evaluador de reservas calificado e independiente ha evaluado los datos de reservas de la Compañía. El informe del evaluador de reservas calificado e independiente 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 al evaluador de reservas calificado e independiente;
- (b) tenido reuniones con el evaluador de reservas calificado e independiente para determinar si algunas restricciones han afectado la capacidad del evaluador de reservas calificado e independiente para informar sin reservas; y
- (c) revisado los datos de reservas con la administración y el evaluador de reservas calificado e independiente.

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 del evaluador de reservas calificado e independiente 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) "Ravi Sharma"*

---

**Ravi Sharma, Vicepresidente de Operaciones**

*(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 21 de 2024**

## ANEXO 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, y deberá impulsar la adhesión a, las políticas, los procedimientos y las prácticas de Canacol 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 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 Nominación.

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 constituirá 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 con respecto a 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 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, incluyendo 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, tomando 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 que surjan de 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, prestados 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 constituya 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, incluyendo 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, incluyendo 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, incluyendo 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, incluyendo 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 de futuros 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 Nominación 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 de tiempo en tiempo 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 Nominación 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, así como las prácticas contables y de reporte financiero de la Compañía.