

CANACOL ENERGY LTD.

**FORMULARIO DE INFORMACIÓN ANUAL
AÑO TERMINADO EN DICIEMBRE 31 DE 2022**

FECHA: MARZO 24 DE 2023



TABLA DE CONTENIDO

ALGUNAS DEFINICIONES.....	2
ABREVIATURAS Y CONVERSIÓN.....	11
INFORMACIÓN	12
TÉRMINOS QUE NO SON DE PCGA.....	12
ENUNCIADOS CON PROYECCIONES A FUTURO	12
NOMBRE Y CONSTITUCIÓN	15
RELACIONES ENTRE COMPAÑÍAS	15
DESARROLLO GENERAL DEL NEGOCIO	16
DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	21
PROPIEDADES Y OPERACIONES PRINCIPALES	26
ESTADO DE DATOS DE RESERVAS Y OTRA INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS.....	33
DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL.....	45
DIVIDENDOS Y DISTRIBUCIONES	49
PRECIO Y VOLUMEN DE NEGOCIACIÓN	50
VENTAS PREVIAS.....	50
VALORES EN CUSTODIA	50
MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y DIRECTIVOS	50
INFORMACIÓN DEL COMITÉ DE AUDITORÍA.....	57
PROCESOS LEGALES Y ACCIONES DE ENTES REGULADORES.....	60
INTERÉS DE LA ADMINISTRACIÓN Y OTROS EN TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS	60
AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADORES	60
CONTRATOS SIGNIFICATIVOS	61
PARTICIPACIÓN DE EXPERTOS	61
FACTORES DE RIESGO	61
INFORMACIÓN ADICIONAL, FINANCIERA Y DE OTRA CLASE	84

ANEXOS

APÉNDICE A	Informe sobre datos de reservas por parte de evaluador de reservas independiente y calificado (Formulario 51-101F2)
APÉNDICE B	Informe de la administración y la Junta Directiva sobre las revelaciones de petróleo y gas (Formulario 51-101F3)
APÉNDICE C	Términos de referencia del Comité de Auditoría

ALGUNAS DEFINICIONES

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

Términos definidos seleccionados

“**Línea de Crédito de 2018**” significa el préstamo garantizado por \$30 millones con un Banco Principal. El préstamo a término, como fue modificado, vencía en junio 30 de 2023, con intereses pagaderos trimestralmente y capital pagadero en siete cuotas trimestrales iguales desde diciembre 31 de 2021. El préstamo a término causaba intereses a una tasa de LIBOR más 4,25% por año y estaba garantizado por la instalación de procesamiento de gas de 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 por un monto de capital total de \$320 millones, a 7,25%, con fecha final de vencimiento mayo 3 de 2025, emitidos por la Compañía en mayo 3 de 2018 conforme al 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 conforme a 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 no garantizado de \$75 millones con un sindicato de bancos, el cual fue modificado en agosto de 2021. El préstamo puente, como fue modificado, causa interés a una tasa de LIBOR más 4,25% por año y venció en julio 31 de 2023. 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 causa interés a una tasa de LIBOR más 4,75% anual y venció en julio 29 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 por un monto de capital total de \$500 millones, a 5,75%, con fecha final de vencimiento de noviembre 24 de 2028, emitidos por la Compañía en noviembre 24 de 2021 conforme al 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.

“**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 7 de 2023 titulado “Informe de evaluación de reservas de ciertas propiedades de Canacol Energy Ltd. en Colombia” de fecha efectiva diciembre 31 de 2022.

“**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, que integran el capital de Canacol tal como está constituido

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

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

“**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.

“**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.

“**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.

“**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 Inferior del 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 tiene 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, 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, 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, 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 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 Magdalena Medio en Colombia, operado por ConocoPhillips, en el cual la Compañía tiene una participación en la explotación del 20%.

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

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

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

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

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

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.
- (c) Comisión del intermediario, 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 ²	kilómetros cuadrados		
m ³	metros cúbicos		
API	Instituto Americano de Petróleo		
°API	indicación de la gravedad específica de petróleo crudo medida según la escala de gravedad del API. El petróleo líquido con una gravedad específica de 28° API o mayor generalmente se denomina petróleo crudo ligero.		
\$000 o M\$	miles de dólares		
WTI	West Texas Intermediate, el precio de referencia pagado en dólares de EE. UU. en Cushing, Oklahoma, para petróleo crudo de grado estándar.		
kWh	kilovatio-hora		

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

Para convertir de	A	Multiplicar por
BOE	Mcf	5,7
Mcf	m ³	28,174
Mcf	MMBTU	1.00423
m ³	pies cúbicos	35,315
bbl	m ³	0,159
m ³	bbl	6,290
ft	metros	0,305
metros	ft	3,281
millas	km	1,609
km	millas	0,621
acres	hectáreas	0,405
hectáreas	acres	2,471

INFORMACIÓN

La información en este Formulario de Información Anual se da a diciembre 31 de 2022, 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 2022.

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” en el documento de discusión y análisis de la administración 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 especial, los enunciados con proyecciones a futuro incluidos en este Formulario de Información Anual comprenden, sin que se limiten a ellos, enunciados con respecto a: 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 regulatorios del gobierno y leyes tributarias; prospectos financieros y de negocios y pronóstico financiero; resultados de las operaciones; producción, costos futuros, estimados de reservas y producción; actividades por realizar en varias áreas, incluido el cumplimiento de compromisos de exploración; tiempo de perforación, completamiento e interconexión de pozos; acceso a instalaciones e infraestructura; tiempo de desarrollo de reservas no desarrolladas; gastos de capital planeados, la oportunidad de los mismos y el método de financiación; 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 la pandemia de COVID-19 y la capacidad de Canacol de llevar a cabo sus operaciones según lo contemplado actualmente debido a 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 la producción; riesgos ambientales; riesgos relacionados con la capacidad de los socios de financiar programas de trabajo importantes y otros asuntos que requieran aprobación de los socios; potencial de producción y crecimiento de los activos de la Compañía; obtención de las aprobaciones requeridas de parte de autoridades reguladoras en Colombia; 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 presentados en este documento bajo el encabezado “Factores de Riesgo”; y otros factores, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. A los lectores se les advierte que la lista precedente de factores no es exhaustiva. En informes radicados ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá hay información adicional sobre estos y otros factores que podrían afectar las operaciones y los resultados financieros de la Compañía, a la cual se puede acceder a través del sitio de red de SEDAR (www.sedar.com).

Aunque los enunciados con proyecciones a futuro contenidos en este Formulario de Información Anual se basan en supuestos que la administración de la Compañía estima razonables, la Compañía no puede asegurar a los inversionistas que los resultados reales serán consistentes con tales enunciados con proyecciones a futuro. Con respecto a los enunciados con proyecciones a futuro contenidos en este Formulario de Información Anual, la Compañía ha hecho supuestos en relación, entre otras cosas, con los precios vigentes de productos básicos y los regímenes de regalías; el resurgimiento de la pandemia del COVID-19; 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 tenga 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 sean consistentes con sus expectativas; que la Compañía tenga la capacidad de desarrollar sus propiedades de petróleo y gas en la forma actualmente contemplada; que las condiciones, leyes y normas vigentes o, cuando fuere aplicable, propuestas de la industria continuarán en efecto o según lo previsto, conforme a lo descrito en este documento; que los estimados de volúmenes de reservas de la Compañía y los supuestos relacionados con los mismos (incluidos los precios de productos básicos y los costos de desarrollo) son exactos en todos los aspectos importantes; que la Compañía podrá obtener prórrogas de contratos o cumplir las obligaciones contractuales requeridas para conservar sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; y otros asuntos.

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

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 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 2023. 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, conforme al mejor conocimiento y 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 y los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos planteados expresa o tácitamente en los enunciados con proyecciones a futuro y, de acuerdo con ello, no puede darse seguridad de que alguno de los eventos anticipados por los enunciados con proyecciones a futuro se dará u ocurrirá, o, si alguno de ellos ocurre, qué beneficios derivarán del mismo para la Compañía. Estos enunciados con proyecciones a futuro se hacen a la fecha de este Formulario de Información Anual y la Compañía niega toda intención u obligación de actualizar públicamente todo enunciado con proyecciones a futuro, sea como resultado de nueva información, eventos o resultados futuros, o por otra razón distinta a lo exigido por leyes bursátiles aplicables.

NOMBRE Y CONSTITUCIÓN

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

En 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**”)

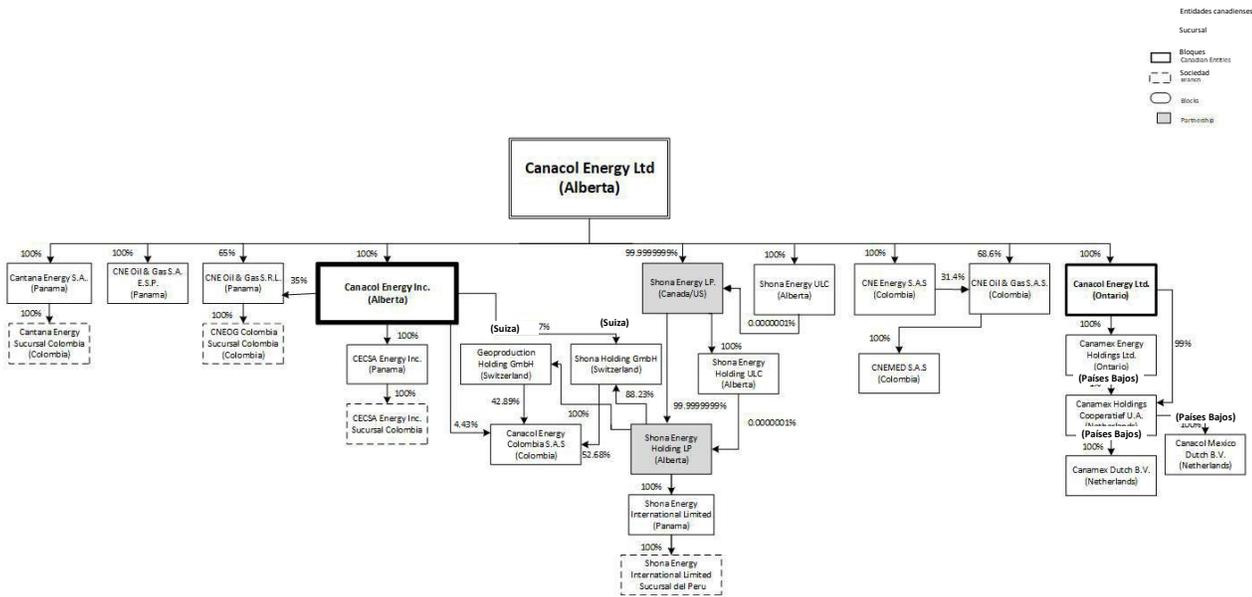
En noviembre 9 de 2022, la Junta Directiva aprobó la adopción del nuevo Estatuto No. 1 de la Compañía (el “Nuevo Estatuto No. 1”), que fue confirmado por los Accionistas en la Asamblea Especial de Accionistas celebrada en diciembre 19 de 2022. Para obtener más información sobre el Nuevo Estatuto No. 1, consulte la circular de información de administración de la Compañía con fecha del noviembre 9 de 2022 y presentada en SEDAR bajo el perfil de Canacol el 17 de noviembre 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 - 2nd Street S.W., Calgary, Alberta T2P 0C1.

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

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.



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 OGX de los Contratos de E&P de VIM 5 y VIM 19 situados en la Cuenca del Bajo Magdalena; (iv) 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 Magdalena Medio, cada uno de ellos adjudicado en una ronda de licitaciones administrada por la ANH en 2019; (v) 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 (vi) 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 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 de 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 describen el desarrollo del negocio de Canacol y las transacciones y los eventos importantes de los últimos tres años financieros terminados, así como las actividades que han ocurrido o que se espera que ocurran en el año financiero corriente.

Período de enero 1 de 2020 a diciembre 31 de 2020

En marzo 19 de 2020, la Compañía anunció que había declarado un dividendo de \$0,052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en abril 15 de 2020, a los Accionistas registrados al cierre de negocios en marzo 31 de 2020.

En marzo 20 de 2020, la Compañía anunció el nombramiento del Sr. Ari Merenstein como miembro de la Junta Directiva.

En abril 8 de 2020, la Compañía anunció que, en relación con la previamente anunciada oferta de emisor en el curso normal de la Compañía, había suscrito un plan de compra automática de acciones con su corredor designado.

En junio 18 de 2020, la Compañía anunció que había declarado un dividendo de \$0,052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en julio 15 de 2020, a los Accionistas registrados al cierre de negocios en junio 30 de 2020.

En agosto 4 de 2020, la Compañía anunció que había modificado los términos de la Línea de Crédito de 2018 y que había suscrito el Préstamo Puente de 2020 y la Línea de Crédito Rotativo de 2020.

En septiembre 18 de 2020, la Compañía anunció que había declarado un dividendo de \$0,052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en octubre 15 de 2020, a los Accionistas registrados al cierre de negocios en septiembre 30 de 2020.

En noviembre 11 de 2020, la Corporación anunció que el Sr. Oswaldo Cisneros, miembro de junta no ejecutivo de Canacol desde 2015, había fallecido.

En noviembre 30 de 2020, la Compañía anunció que ella y Promigas S.A. E.S.P. suscribieron una serie de nuevos acuerdos en firme para el transporte de gas desde los campos de Canacol situados en los departamentos de Córdoba y Sucre hasta Cartagena y Barranquilla usando las redes de transporte de gas existentes. Los nuevos acuerdos entraron en vigor en diciembre 1 de 2020 y tendrán un promedio de aproximadamente 100 MMscf/d durante un período de 10 años. Los nuevos acuerdos sustituyeron a los acuerdos previos que fueron objeto de disputa entre las partes.

En diciembre 14 de 2020, la Compañía anunció que había declarado un dividendo de \$0,052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en enero 15 de 2021, a los Accionistas registrados al cierre de negocios en diciembre 31 de 2020.

En diciembre 21 de 2020, la Compañía anunció que había renovado su oferta de emisor en el curso normal a través de la TSX y/o sistemas de negociación alternativos.

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 a la Junta Directiva.

En marzo 18 de 2021, la Compañía anunció que había declarado un dividendo de C \$ 0,052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en 15 de abril de 2021, a los accionistas registrados al cierre de negocios en marzo 31 de 2021.

En junio 21 de 2021, la Compañía anunció que había declarado un dividendo de C \$ 0,052 por Acción Ordinaria, pagadero en 15 de julio de 2021, a los accionistas registrados al cierre de negocios 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**"). Según los términos del contrato, la Compañía entregará gas a EPM en Medellín a partir del 1 de diciembre de 2024 con un volumen mínimo inicial de aproximadamente 21 MMscf / d que aumentará a aproximadamente 54 MMscf / d en diciembre

1 de 2025, y permanecerá en este nivel hasta que el contrato de venta expire en noviembre 30 de 2035. Para entregar el gas se construirá un nuevo gasoducto de 20 pulgadas entre la planta de tratamiento de gas de Canacol en Jobo hasta la ciudad de Medellín ubicada aproximadamente a 300 km al sur (el "**Gasoducto de Medellín**"). El Gasoducto de Medellín tendrá una capacidad de transporte inicial de aproximadamente 100 MMscf/d.

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 declarado 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 negocios 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 de Adquisición 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 cantidad del capital de \$ 1.000 de los Títulos Preferenciales de 2018 fue de \$ 1.065,85, por un total de \$ 21,1 millones.

En noviembre 24 de 2021, la Compañía completó la oferta privada de las Notas Senior 2021 por la cantidad total de capital de \$ 500.000.000. La Compañía utilizó 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 de Adquisición; (iii) refinanciar algunas otras deudas existentes de la Compañía; y (iv) para fines corporativos generales, incluidos los gastos de capital.

En diciembre 14 de 2021, la Compañía anunció que había declarado 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 negocios 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 las instalaciones de la TSX y/o sistemas de negociación alternativos.

Período del 1 de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022

En enero 28 de 2022, la Compañía anunció que compró 5.307.700 Acciones Ordinarias por C\$ 3,15 por Acción Ordinaria bajo su oferta de emisor de curso normal, confiando en la exención de compra en bloque bajo las reglas de oferta de emisor de curso normal. La compra se realizó a un tercero a través de la TSX.

En marzo 17 de 2022, la Compañía anunció que había declarado 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 operaciones en marzo 31 de 2022.

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

En junio 20 de 2022, la Compañía anunció que había declarado 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 operaciones en junio 30 de 2022.

En julio 7 de 2022, la Compañía anunció que William Satterfield fue ascendido al cargo de Vicepresidente Senior de Exploración, reemplazando a Mark Teare.

En septiembre 19 de 2022, la Compañía anunció que había declarado 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 operaciones en septiembre 30 de 2022.

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

En diciembre 14 de 2022, la Compañía anunció que había declarado 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 operaciones 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 celebrada en diciembre 19 de 2022.

Las actualizaciones operacionales para el período terminado en diciembre 31 de 2022 incluyen:

- En enero 4 de 2022, la Compañía anunció que el pozo de desarrollo Clarinete 6 fue perforado en diciembre 9 de 2021 y encontró una profundidad vertical real de 174 pies de pago neto de gas con una porosidad promedio del 22% dentro del objetivo principal del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo Clarinete 6 estaba vinculado al distribuidor de producción de Clarinete y se ha puesto en producción permanente.
- En febrero 8 de 2022, la Compañía anunció que el pozo de desarrollo Toronja 2 fue perforado en enero 17 de 2022 y encontró una profundidad vertical real de 29 pies de pago neto de gas con una porosidad promedio del 28% dentro del objetivo principal del depósito de arenisca de Porquero.
- En mayo 6 de 2022, la Compañía anunció que completó la perforación del pozo lateral Chirimía 1, que comenzó en abril 6 de 2022 y alcanzó una profundidad total de 9.412 pies de profundidad medida en abril 14 de 2022. El pozo encontró aproximadamente 20 pies de profundidad vertical verdadera de pago neto de gas dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro con una porosidad promedio del 23%.
- En junio 3 de 2022, la Compañía anunció que completó la perforación del pozo de exploración Alboka 1, que se perforó en mayo 5 de 2022 y alcanzó una profundidad total de 10.155 pies de profundidad medida en mayo 18 de 2022. El pozo encontró múltiples areniscas llenas de gas entre 7.778 y 9.078 pies de profundidad vertical verdadera dentro del objetivo primario del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro con una porosidad promedio del 22%.
- En julio 7 de 2022, la Compañía anunció que completó la perforación del pozo de exploración Cornamusa 1, que se perforó en junio 5 de 2022 y alcanzó una profundidad total de 8.572 pies de profundidad medida en junio 21 de 2022. El pozo encontró múltiples areniscas llenas de gas entre 6.010 y 7.514 pies de profundidad vertical verdadera dentro del objetivo primario del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro con una porosidad promedio del 21%.

- En agosto 4 de 2022, la Compañía anunció que el pozo de exploración Cornamusa 1 se sometió a pruebas de flujo durante 29 horas a una tasa promedio de 6,7 MMscf / d. La tasa de prueba final fue de 12,4 MMscf / d.
- En octubre 3 de 2022, la Compañía también anunció que completó la perforación del pozo de exploración Claxon 1, que se perforó el 25 de julio de 2022 y alcanzó una profundidad total de 11,708 pies de profundidad medida el 15 de agosto de 2022. El pozo encontró múltiples areniscas llenas de gas entre 7,725 y 8,950 pies de profundidad vertical verdadera dentro del objetivo principal del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo se completó y perforó entre 9,037 - 9,062 y 9,101 - 9,172 pies de profundidad vertical verdadera.
- En octubre 3 de 2022, la Compañía también anunció que completó la perforación del pozo Cañaflacha 2, que se perforó en agosto 11 de 2022 y alcanzó una profundidad total de 7.394 pies de profundidad medida en agosto 20 de 2022. El pozo encontró múltiples areniscas llenas de gas entre 4.250 y 6.400 pies de profundidad vertical verdadera dentro del objetivo principal del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. Después de la finalización, la Ciénaga de Oro fue perforada entre 6.612 – 6.635 y 6.654 – 6.668 pies de profundidad vertical verdadera.
- En octubre 3 de 2022, la Compañía también anunció que completó la perforación del pozo de desarrollo Clarinete 7, que se perforó en septiembre 12 de 2022 y alcanzó una profundidad total de 7.479 pies de profundidad medida el 18 de septiembre de 2022. El pozo encontró múltiples areniscas llenas de gas entre 5.800 y 6.050 pies de profundidad vertical verdadera dentro del objetivo principal del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro.

Desarrollos recientes

En febrero 17 de 2023, la Compañía anunció que había archivado artículos de modificación implementando la Consolidación. En enero 20 de 2023 empieza la comercialización en la TSX con posterioridad a la Consolidación.

En enero 31 de 2023, la Compañía anunció que ha renovado su oferta normal de emisión a través de las instalaciones de la TSX y/o sistemas alternativos de comercialización.

En febrero 22 de 2023 la Compañía anunció celebró la Línea de Crédito Rotativo de 2023.

En marzo 16 de 2023 la Compañía anunció que había declarado un dividendo de C \$ 0,26 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero en abril 17 de 2023, a los accionistas registrados al cierre de operaciones en marzo 31 de 2022.

Las actualizaciones operativas posteriores al período terminado en diciembre 31 de 2022 incluyen lo siguiente:

- En enero 23 de 2023, la Compañía anunció que comenzó la perforación del pozo de exploración Saxofon 1, que se perforó en diciembre 2 de 2022 y alcanzó una profundidad total de 9.416 pies de profundidad medida en enero 7 de 2023 y encontró una columna de gas bruto de 290 pies de profundidad vertical verdadera dentro del depósito de arenisca Porquero entre profundidades de 4.385 y 4.675 pies de profundidad medida y una columna de gas bruto de 48 pies de profundidad vertical real dentro del depósito primario de arenisca de Ciénaga de Oro entre 7.560 y 7.608 pies de profundidad medida. Los depósitos gaseosos encontrados dentro de la arenisca de Porquero mostraron una porosidad promedio del 26%, mientras que los de la arenisca de Ciénaga de Oro mostraron una porosidad promedio del 16%.
- En enero 23 de 2023, la Compañía también anunció que comenzó la perforación del pozo de exploración Dividivi 1, que se perforó en 20 diciembre de 2022 y alcanzó una profundidad total de 4.692 pies de profundidad medida en enero 2 de 2023 y encontró una columna de gas bruto de

89 pies de profundidad vertical real dentro de los depósitos primarios de arenisca de Ciénaga de Oro y piedra caliza de Cicuco entre profundidades de 2.184 y 2.273 pies de profundidad medida. Los depósitos de gas tenían una porosidad promedio del 27%.

- En enero 23 de 2023, la Compañía también anunció que comenzó la perforación del pozo de exploración Chimela 1, que se perforó el 13 de noviembre de 2022 y alcanzó una profundidad total de 14.101 pies de profundidad medida el 16 de diciembre de 2022, y encontró múltiples zonas de pago de petróleo y gas dentro de los depósitos primarios de arenisca Upper Lisama y Basal Lisama entre profundidades de 12.410 y 13.694 pies de profundidad medida. Los depósitos de petróleo encontrados dentro del Basal Lisama 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 en espesor, con porosidad promedio del 14%. El depósito de gas dentro de Lisama Superior tiene una profundidad vertical real de 9 pies de espesor, con una porosidad promedio del 10%.

Adquisiciones significativas

Durante el período terminado en diciembre 31 de 2022, la Compañía no culminó ninguna adquisición significativa conforme a la definición del NI 51-102.

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

General

La Compañía es la compañía independiente de exploración y producción de gas natural más grande de Colombia. La Compañía está enfocada en la exploración y comercialización terrestres de gas natural convencional en la parte norte del país y la comercialización de gas natural en los dos mercados principales: (a) el mercado del Caribe en el que toda la producción está actualmente vendida; y b) el mercado más grande del interior, que incluye las ciudades de Bogotá, Cali y Medellín, a través del desarrollo del Gasoducto de Medellín entre la región donde están localizadas las reservas principales de la Compañía en la ciudad de Medellín.

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

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

cuenta la situación financiera de la Compañía, la posibilidad de sujeción a impuestos y el acceso a financiación de deuda y capital.

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

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

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, varios de los cuales tienen sustancialmente más recursos financieros y humanos y una infraestructura más desarrollada y amplia. Los competidores grandes de la Compañía, por razón de su tamaño y relativa fortaleza financiera, pueden acceder más fácilmente a los mercados de 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. Las variaciones estacionales del clima, incluidas las temporadas lluviosas, afectan el acceso en ciertas circunstancias. Consulte también *“Factores de Riesgo – Desastres Naturales y Riesgos Relacionados con el Clima”*.

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 2022, la Compañía tenía aproximadamente el equivalente a 481 empleados de tiempo completo en todo el mundo, de los cuales 134 empleados de tiempo completo están 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. Como resultado de ello, la Compañía está sujeta a incertidumbres políticas, económicas y de otro tipo, incluidos, sin limitación, los cambios, a veces frecuentes, en políticas energéticas o en el personal que las administra, la nacionalización, expropiación de propiedades sin compensación razonable, la cancelación o modificación de derechos contractuales, restricciones en el cambio de divisas, fluctuaciones de monedas, aumentos de regalías o impuestos, y otros riesgos derivados de la soberanía de gobiernos extranjeros sobre las áreas en las cuales se desarrollan las actividades de la Compañía, así como los riesgos de pérdida debidos a guerra civil, actos de guerra, actividades guerrilleras e insurrecciones. Los cambios de legislación pueden afectar las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural de la Compañía. Las operaciones internacionales de la Compañía también pueden ser adversamente afectadas por leyes y políticas de Canadá, en tanto se refieran a comercio, impuestos e inversión extranjeros. Consulte los *"Factores de Riesgo"*.

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

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 2022. 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 el diseño 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 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 de 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 de EH&S.

[Canacol está comprometida en explorar y producir el gas natural necesario para mejorar la calidad de vida para millones de colombianos de una manera segura, eficiente y económica. Alineada con este compromiso, la Compañía desarrolló una estrategia de ESG para identificar apropiadamente los posibles riesgos y construir resiliencia mientras capitaliza oportunidades para la creación de valor a largo plazo. La estrategia acepta cuatro prioridades:

- *Un futuro energético más limpio:* suministrar gas natural con los más altos estándares de eficiencia ambiental y operativa.
- *Un equipo seguro y comprometido:* mantener las mejores prácticas de salud y seguridad y promover una cultura diversa e inclusiva.
- *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 hace Canacol.
- *Una sociedad guiada por el desarrollo sostenible:* promover y mantener relaciones estrechas y transparentes que garanticen el crecimiento y la calidad de vida de las comunidades de Canacol.

En 2022, la Compañía cumplió el 100% de sus objetivos de ESG establecidos para el año. El Comité de ESG ayudó a la Junta Directiva a cumplir con sus responsabilidades de supervisión con respecto a la administración del clima, el compromiso de ciberseguridad y las iniciativas sociales de la Compañía. De acuerdo con esta función, el Comité ESG sirvió como una parte independiente para monitorear la integridad y el cumplimiento de la estrategia de ESG de Canacol.

Aspectos destacados de ESG de 2022

Ambiental

- Se lograron intensidades de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) de al menos 50% y 80% más bajas en promedio que sus pares enfocados en gas y petróleo, respectivamente.
- Información de emisiones verificada por un tercero y un auditor externo.
- No se identificaron tensiones hídricas en las regiones donde opera la Compañía.

- Evaluación y coordinación continua de cargas eléctricas para mejorar significativamente la eficiencia energética y de emisiones de carbono. La mayor parte de la energía utilizada para las operaciones de Canacol proviene del gas natural de producción propia.
- 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 de Colombia.

Social

- Canacol fue certificado en la etiqueta Equipares Platino por el Ministerio de Trabajo de Colombia y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.
- Se estableció una Estrategia de Diversidad, Equidad e Inclusión y la formalizó en una Política de Diversidad, Equidad e Inclusión para todo el Grupo.
- Se implementó un Sistema de Gestión de Igualdad de Género para identificar y eliminar las brechas de género y capacitó al 100% de los empleados y contratistas de nivel 1 en la Política de Diversidad, Equidad e Inclusión para todo el Grupo.
- Las mujeres representaron el 38% de la fuerza laboral.
- Se implementó el proceso de evaluación ESG de proveedores y el código de conducta.
- Se Implementaron más de 126 proyectos sociales que han beneficiado a más de 22.300 miembros de la comunidad en 13 municipios.

Gobierno

- No hay violaciones de derechos humanos y no se denuncian casos de corrupción o infracciones en el Código de Conducta y Ética.
- Se monitoreó el proceso que identifica y evalúa proactivamente los posibles impactos y riesgos relacionados con los derechos humanos.
- Aprobación de la Junta Directiva y los Accionistas de una política de votación mayoritaria en las elecciones de directores que se aplicará en cualquier reunión de accionistas donde se celebre una elección no impugnada de directores.
- Creación de un Sistema de Gestión de Seguridad de la Información basado en la norma ISO 27001 para garantizar la protección de la información. La Corporación tiene tolerancia cero para cualquier forma de comportamiento ilegal relacionado con su información y seguridad de datos.
- Formalización de programas de incentivos a corto y largo plazo para incluir métricas clave de rendimiento y objetivos corporativos.
- Inclusión de métricas de desempeño ESG en programas de remuneración a corto y largo plazo.
- Inclusión de un objetivo específico para la representación femenina en los consejos de administración.

Desempeño de las calificaciones de ESG

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

- Calificación MSCI ESG: Canacol se actualizó a 'A' desde 'BBB', con un aumento en el rendimiento, la administración y las prácticas.
- Riesgo ESG Sustainalytics: Mejoró la puntuación de 27.8 a 23.7, ocupando el puesto 11 en general en el sector de exploración y producción de petróleo y gas.
- Evaluación de Sostenibilidad Corporativa: Excepcional desempeño en las dimensiones ambiental, social y de gobierno, alcanzando un aumento del 10% en 2022 a una calificación general de 68 puntos ubicando a la Compañía en el percentil 93 en la Corriente de petróleo y gas y el Sector Integrado.
- Redefinición: Clasificó una B- con base en pilares ambientales (emisiones y uso de recursos), sociales (fuerza laboral, derechos humanos y puntajes comunitarios) y gobernanza (puntajes de administración y accionistas) que equivalen al mejor puntaje en la industria de petróleo y gas en Colombia.
- Calificación Corporativa de ISS ESG: Clasificado como C+, un resultado superior para una empresa en la industria del petróleo y el gas
- Calificación climática de CDP: Actualizada en 2022 de B- a A, más alta que el promedio regional sudamericano de C- y más alto que el promedio de Extracción y Producción de Petróleo y Gas de C.

Perspectivas ESG 2023

La Compañía ve el año 2023 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 que se llevarán a cabo en 2023 son:

- Continuar hasta lograr que no haya accidentes y eventos ambientales fuera de cumplimiento.
- Aumentar el uso de fuentes renovables de energía en las operaciones corporativas.
- Implementar el 100% del Modelo Cero Residuos para las operaciones de Canacol.
- Desarrollar nuevas formas de mejorar el impacto positivo de Canacol en la biodiversidad a través de alianzas estratégicas.
- Mejorar los indicadores de seguridad de la fuerza laboral en al menos un 5%.
- Mantener la certificación 27001 para la administración de seguridad de TI.
- Definir indicadores de desempeño y gestión de la cadena de suministro ESG alineados con los objetivos de sostenibilidad de la Compañía.
- Capacitar al 100% de los contratistas y proveedores críticos en temas de ESG.

- Capacitar al 100% de los contratistas y proveedores en temas de igualdad de género y derechos humanos.

PROPIEDADES Y OPERACIONES PRINCIPALES

A continuación, se incluye una descripción de las principales propiedades y operaciones de petróleo y gas de la Compañía a diciembre 31 de 2022.

Colombia

En Colombia, la ANH es la administradora de los hidrocarburos en el país y, por lo tanto, es la responsable de regular la industria colombiana de petróleo y gas, incluyendo la administración de todas las tierras de exploración. La ANH usa un contrato de riesgo de exploración, o el Contrato de E&P, el cual establece los beneficios a todo riesgo/recompensas para el contratista. Bajo los términos de este contrato, el operador exitoso retiene los derechos sobre todas las reservas, la producción y el ingreso de cualquier nuevo bloque de exploración, con sujeción a las regulaciones existentes sobre regalías e impuestos. Cada contrato contiene una fase de exploración y una fase de producción. La fase de exploración contiene una serie de períodos de exploración y cada período tiene asociado un compromiso de trabajo. La fase de producción dura un número de años (usualmente 24) contados desde la declaración de un descubrimiento comercial de hidrocarburos.

Al operar bajo un contrato, el contratista es el propietario de los hidrocarburos extraídos del área del contrato durante el desarrollo de las operaciones, con excepción de los volúmenes de regalías que la ANH (o su designado) recauda. El contratista puede comercializar los hidrocarburos de cualquier manera, con sujeción a una limitación en caso de emergencias naturales en las que la ley especifica la forma de venta.

La siguiente tabla resumen presenta la información general relacionada con las propiedades y operaciones colombianas de petróleo y gas de la Compañía a diciembre 31 de 2022. La producción diaria promedio de los bloques operados de la Compañía en Colombia para el año terminado en diciembre 31 de 2022 fue de 32.905 boe/d.

Activo	Petróleo / Gas	Tipo	Estado	Acres brutos	Acres netos	% de participación de Canacol	Socio(s)	Tipo de contrato
Cuenca del Bajo Magdalena								
1	VIM 5	Gas	Convencional	Exploración	343,987	343,987	100%	ANH
2	VIM 21	Gas	Convencional	Exploración	27,410	27,410	100%	ANH
3	VIM 33	Gas	Convencional	Exploración	155,310	155,310	100%	ANH
4	Esperanza	Gas	Convencional	Producción	16,055	16,055	100%	ANH
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%	ANH
Cuenca del Valle del Magdalena Medio								
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%	ANH
10	VMM 45	Gas	Convencional	Exploración	12,422	12,422	100%	ANH
11	VMM 47	Gas	Convencional	Exploración	86,143	86,143	100%	ANH
12	VMM-49	Gas	Convencional	Exploración	148,244	148,244	100%	ANH
13	VMM-53	Gas	Convencional	Exploración	128,592	128,592	100%	ANH
Cuenca de los Llanos								
12	Rancho Hermoso	Petróleo	Convencional	Producción	10,238	10,238	30%	Ecopetrol
Total					1,998,847	1,538,640		

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 Corporación cedió la propiedad de los pozos Rancho Hermoso-11 y Rancho Hermoso-16 a Hocol S.A., y la Compañía continuará operando los pozos bajo un precio tarifario 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 2022.

Cuenca del Bajo Magdalena

La mayor parte de la posición de superficie altamente prospectiva de la Corporación se encuentra 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 de la corteza del Pacífico y América del Sur con subducción asociada y deformación por deslizamiento. La cuenca está sustentada por la corteza continental y limitada al oeste por el prisma aumentativo Sinu-San Jacinto. El depósito primario en la cuenca consiste en clásticas marinas continentales a marginales gruesas de la Formación Ciénaga de Oro del Eoceno al Mioceno Inferior depositadas en un entorno trans-tensional activo directamente en la base. Regionalmente, la Ciénaga de Oro está cubierta por gruesos esquistos marinos de la Formación Porquero, que proporcionan una excelente litología de sello superior. Las arenas costeras bajas están presentes en la secuencia de esquistos marinos y representan un objetivo secundario de reservorio menos profundo con un potencial significativo en el Porquero. En toda la cuenca, la fuente del gas predominantemente seco generalmente se atribuye a las rocas de origen en el esquistos 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 más de 343.987 acres.

Este bloque actualmente está en la primera fase de una Fase de Exploración extendida (PEP-1) que termina en abril 13 de 2023. Los compromisos iniciales para esta fase fueron cumplidos 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 km²) más Charango 3D (363.4 km²) para un total combinado de 468,6 km² de sísmica 3D. En abril 13 de 2023, comenzará la segunda fase del período 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 antemano 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 la fase de exploración debe ser devuelta a ANH y las áreas en la fase de explotación o evaluación pueden ser retenidas por Canacol.

El bloque VIM 5 contiene tres campos productivos de gas (Clarinete Pandereta y Acordeón-Ocarina) operados bajo un contrato con la ANH, y produce gas natural seco para la venta a clientes locales bajo 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 2022 fue de 18.136 boe/d y 17.573 boe/d, respectivamente.

Contrato de E&P de VIM 21

La Compañía, a través de su subsidiaria de la cual es propietaria en su totalidad, CNE Oil & Gas S.R.L., actuando a través de su sucursal CNEOG Colombia Colombia posee una participación operativa del 100% en el Contrato de E&P de VIM 21 que adquirió de conformidad con una cesión de Canacol Energy Colombia S.A.S.. El contrato de E&P de VIM 21 está ubicado en los departamentos de Sucre y Córdoba cubriendo 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 &P se encuentra actualmente en la fase 1 de la Fase de Exploración Posterior (PEP-1[por su sigla en inglés]) que comenzó en junio de 2022. Al comienzo de PEP-1, la Compañía debía renunciar al 50% de la superficie de exploración del contrato, excluyendo la superficie de explotación y evaluación. Los compromisos contractuales de PEP-1 consisten en la perforación de un pozo A3, que se cumplió con la perforación del pozo Carambolo-1. La PEP-1 finalizará el 12 de diciembre de 2023 y el 50% de la superficie de exploración del contrato debe devolverse a ANH en ese momento, excluyendo áreas en explotación o evaluación. Después de la PEP-1, el contrato entrará en la PEP-2 con una duración de 18 meses y tiene como compromiso contractual perforar un pozo A3. La Corporación podrá cumplir con este compromiso previo al inicio de la fase PEP-2 con la perforación del pozo Lulo-1.

El bloque VIM 21 contiene dos campos productores de gas (Toronja y Breva/Arándala) y un área de evaluación (Aguas Vivas) operadas bajo un contrato con la ANH y produce gas natural seco para la venta a clientes locales bajo contratos a largo plazo. La producción diaria promedio del bloque VIM 21 para los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de 7.378 boe/d y 9.158 boe/d, respectivamente.

Contrato de E&P de VIM 33

La Compañía, a través de su subsidiaria de la cual es propietaria en su totalidad, CNE Oil & Gas S.A.S., 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 62 km² de sísmica de 3D y un pozo de exploración A3 en una fase de tres años (fase 1). El compromiso contractual del pozo para la Fase 1 fue cumplido con la perforación del pozo de exploración Dividivi-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) en el Contrato de E&P de VIM 33.

Contrato de E&P de VIM 44

La Compañía, a través de su subsidiaria de la cual es propietaria en su totalidad, CNE Oil & Gas S.A.S., 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 (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 de 2D y 30 km² de reprocesamiento de sísmica de 3D en un 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 la perforación de un pozo de exploración. La fase actual de este contrato es el antecedente de fase preliminar para la Fase-1 de exploración. La nueva fecha de terminación de la Fase preliminar es mayo 30 de 2023, que fue otorgada por la ANH para permitir a la Compañía cumplir el proceso de consulta anterior con las comunidades indígenas.

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 su subsidiaria de la cual es propietaria en su totalidad, CNE Oil & Gas S.R.L., 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 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 bajo 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 2022 fue de 5.711 boe/d y 5.652 boe/d, respectivamente.

El Contrato de Esperanza actualmente 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 del área fue firmado por Canacol y CNH 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 operada del 50% en el Contrato de E&P de SSJN-7 a Pacific Exploration and Production 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.

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 útiles 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, denominados los campos Chinú (1956) y El Deseo (1989).

La Administración de la Compañía ha identificado un gran número de indicaciones con base en la cobertura sísmica 3D limitada sobre el bloque. Canacol adquirió también un proyecto de sísmica 3D (Mayupa 3D, 157 Km², 2021) a partir del cual han venido siendo interpretada y mapeada una serie de prospectos de exploración perforables, incluyendo Natilla que está siendo perforada actualmente. (Natilla-1, pozo A-3) cuyo objetivo de exploración principal es la formación de Ciénaga de oro. El pozo de exploración Natilla será un cumplimiento contractual para la fase 1 de exploración.

El bloque actualmente está en fase 1 del período de exploración, que la ANH extendió hasta julio 16 de 2023. Los compromisos de trabajo mínimos pendientes de la fase actual serán cumplidos con la adquisición de Mayupa 3D y la perforación del pozo exploratorio Natilla-1. La siguiente Fase-2 de exploración del contrato incluye como compromisos contractuales la perforación de cuatro pozos exploratorios y estudios Geofísicos y Geológicos (G&G)

Cuenca del Valle del Magdalena Medio

La cuenca del Valle del Magdalena Medio se encuentra en el centro de Colombia y es una prolífica cuenca entre montañas con una larga historia de producción convencional de hidrocarburos. 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 del arco posterior estuvo dominada por clásticos de origen oriental que representan los principales depósitos convencionales de arenisca en la cuenca. En un entorno más distal, la cuenca está dominada por esquisto marino y carbonatos, incluidos varios intervalos de roca fuente. La más prolífica de estas, la Formación La Luna de edad Turoniano-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 más locales relacionados con el levantamiento de la Cordillera Oriental Andina del Mioceno.

Contrato de E&P de VMM 2

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

ConocoPhillips es el operador bajo el Contrato de E&P de VMM 2 con una participación en la explotación del 80%, y Canacol, a través de su 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 la fase 1 (de 36 meses de duración), la cual está suspendida definitivamente. En octubre 23 de 2017, la ANH autorizó la transferencia de \$7,46 millones de la inversión bajo el Contrato de E&P que se tenía previamente para este bloque al Contrato de E&P de VMM 2. 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 depósitos no convencionales en el bloque VMM 3. ConocoPhillips es el operador bajo el Contrato de E&P de VMM 3 (con una participación en la explotación del 80%) y Canacol, a través de su 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 actualmente suspendida. En diciembre 5 de 2016, la ANH autorizó la transferencia de \$2,2 millones de la inversión bajo el 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 culminados. En diciembre 24 de 2018, la ANH aprobó la suspensión 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 su subsidiaria totalmente de su propiedad, CNE Oil & Gas S.A.S., tiene una participación operativa del 100% en el Contrato de E&P de VMM 10-1, el cual fue adjudicado a la Corporación en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 4) administrada por la ANH en 2021. El contrato de E&E de VMM 10-1 está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena Medio, y cubre un área total de 235.580 acres. El contrato de E&E de VMM 10-1 se encuentra actualmente en la fase 1 del período de exploración que finaliza en junio 16 de 2025. Este contrato tiene dos fases de exploración cada una en 36 meses de duración. Existe un Valor Económico de Exclusividad (VEE) establecido, que corresponde a un pozo exploratorio, garantizado mediante una carta de crédito por una cantidad de \$5.197.568, que será cancelado tan pronto como la Compañía perfore un pozo A3 o A2.

Contrato de E&P de VMM 45

La Compañía, a través de su subsidiaria totalmente de su propiedad, Cantana Energy S.A., (actuando a través de su sucursal CNEOG Colombia 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 Magdalena Medio y cubre un área total de 12.422 acres. El Contrato de E&P de VMM 45 actualmente está en fase 1 del período de exploración, el cual termina en diciembre 23 de 2023. Los compromisos de trabajo incluyen: la perforación de un pozo de exploración A3 la cual fue cumplido con la perforación del pozo Chimela 1 y está pendiente el muestreo geoquímico del pozo (20 muestras). Una vez la fase 1 esté completa, la Compañía tiene la opción de entrar en la Fase 2 del período de exploración que se extiende por tres años adicionales. El compromiso para la fase 2 es la perforación de un pozo de exploración A3 que la Compañía intenta cumplir con la perforación del pozo de Exploración Pola-1 el cual se espera que sea perforado en 2025.

Contrato de E&P de VMM 47

La Compañía, a través de su 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 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 de 2D y el reprocesamiento de 50 km de sísmica de 2D en un periodo de tres años (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) en el Contrato de E&P de VMM 47.

Contrato de E&P de VMM 49

La Compañía, a través de su subsidiaria totalmente de su propiedad, Cantana Energy S.A., (actuando a través de su sucursal CNEOG Colombia 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 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

febrero 19 de 2023. Sin embargo la Compañía ha solicitado una prórroga de seis meses a la ANH para la fase preliminar de manera que la fase preliminar terminará en agosto 19 de 2023. La Compañía se ha comprometido con un programa de trabajo exploratorio el cual incluye la adquisición de 200 km² de sísmica de 3D y tres pozos de exploración A3 en una fase de tres años (fase 1). La Compañía ha validado dos de los tres pozos de compromiso con la perforación de Cornamusa-1 (dentro del bloque VIM21 Y Claxon-1 (dentro del bloque VIM 5), y 107 Km² de sísmica con la perforación de Saxofón-1 (dentro del bloque VIM 5) Una vez esté complete la fase 1, 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 VMM 49.

Contrato de E&P de VMM 53

La Compañía, a través de su 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 VMM 53, que fue adjudicado a la Corporación 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 Medio 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 finaliza en julio 29 de 2025. Este contrato tiene dos fases exploratorias de 36 meses cada una sin compromisos mínimos. Se establece un Valor Económico de Exclusividad (VEE) correspondiente a un pozo exploratorio, garantizado mediante carta de crédito por un monto de \$5.197.568, que será cancelado tan pronto como la Compañía perfora un pozo A3 o A2.

Cuenca de los Llanos

En septiembre de 2018, la Compañía vendió la mayoría de sus activos de petróleo convencionales a Arrow. En esa medida, las operaciones de la Compañía en la Cuenca de los Llanos durante el año terminado en diciembre 31 de 2022 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 km². Esta es la cuenca de hidrocarburos más prolífica en Colombia y contiene la mayoría de los campos y reservas probadas de petróleo en Colombia. La formación de la cuenca se inició por agrietamiento y hundimiento en el Jurásico y terminó con la Orogenia Andina de finales del Mioceno. La Orogenia Andina creó la gran Cordillera de los Andes, la cual se extiende de norte a sur desde Colombia hasta el extremo sur de Suramérica. El agrietamiento seguido por el empuje y la elevación tuvo como resultado un estilo estructural que se caracteriza por un empuje de ángulo elevado y arraigo profundo y fallas normales relacionadas con cierres de baja amplitud con orientación NNE-SSW.

Campo Rancho Hermoso

Rancho Hermoso es un campo petrolero maduro regido por un contrato con Ecopetrol. El contrato cubre un área de 10.238 acres.

La producción de petróleo crudo de Rancho Hermoso se ubica tanto en: a) “no sujeta a tarifa”, la cual representa el petróleo crudo producido bajo un contrato de participación con Hocol S.A.; b) producción “a tarifa”, la cual representa el petróleo crudo producido bajo un contrato de servicio a riesgo con Hocol S.A., por el cual la Compañía recibe un precio a 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 y RH-16 del que la Compañía un precio a tarifa establecido de \$17,36 por barril bruto de petróleo producido. La producción diaria promedio arancelaria más la no arancelaria neta antes de regalías del campo Rancho Hermoso para los tres meses y el año terminado en diciembre 31 de 2022 fue de 545 bopd y 522 bopd, respectivamente. Para el año terminado en diciembre 31 de 2022, la participación no arancelaria neta de la Compañía antes de regalías fue en promedio del 23%.

Bajo la Modificación No. 1 de fecha octubre 30 de 2015, Ecopetrol asumió el 40% de los gastos brutos de operación. La Modificación No. 1 fija tales gastos en \$6 por bbl bruto de producción en tanto el precio de petróleo crudo WTI sea igual o inferior a \$70 por bbl 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 sujeta al precio promedio del Brent.

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 fecha 31 de diciembre de 2022, a menos que se indique otra cosa.

Revelación de datos de reservas

Los datos de reservas indicados en este documento se basan en una evaluación realizada por BGEC incluida en el Informe de BGEC de fecha marzo 7 de 2023, con fecha efectiva a diciembre 31 de 2022. Los datos de reservas 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 2022.

El Informe de BGEC ha sido preparado de acuerdo con los estándares contenidos en el Manual COGE y las definiciones de reservas contenidas en el NI 51-101 y el Manual COGE. 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.

Todas las reservas de la Compañía están situadas 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 la índole del derecho de propiedad, así como 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 aquí contenida muestran la porción estimada de las reservas de la Compañía y el valor presente del ingreso neto futuro estimado para tales reservas, con el uso de precios y costos proyectados, según lo indicado. El valor presente neto descontado y no descontado de los ingresos netos futuros atribuibles a las reservas no representa el valor razonable de mercado. Los estimados de reservas e ingreso neto futuro para propiedades individuales pueden no reflejar el mismo nivel de confianza que los estimados de reservas e ingreso neto futuro para todas las propiedades, debido a los efectos de la totalización. Las reservas posibles son aquellas 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 las probables más las 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 las reservas, y los costos futuros de restauración y recuperación de los sitios de los pozos en Colombia a los

cuales se han asignado las 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 que se suministran en este documento son solamente estimados y no hay garantía de que las reservas estimadas serán obtenidas. Las reservas reales pueden ser mayores o menores que 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 2022.

Precios proyectados usados en los estimados

La siguiente tabla indica los precios de gas proyectados, a diciembre 31 de 2022, 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 la Unidad de Planeación Minero Energética (“UPME”) de Colombia. BGEC aplicó el precio en firme a los volúmenes en firme totales para una categoría de reservas determinada y, si era necesario, aplicó el precio de la UPME 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 contractual de gas (\$US/Mcf)		
	Reservas Probadas Totales	Reservas Probadas + Probables Totales	Reservas Probadas + Prob. Pos. Totales
2023	5.01	5.00	5.00
2024	5.23	5.27	5.27
2025	5.51	5.40	5.40
2026	5.75	5.72	5.77
2027	5.90	5.90	5.92
2028	6.08	6.08	6.10
2029	6.20	6.20	6.22
2030	6.33	6.33	6.34
2031	6.45	6.45	6.44
2032	6.58	6.58	6.58
2033	6.71	6.71	6.71
2034+	6.85	6.85	6.85

Los siguientes precios pronosticados del petróleo se utilizaron para el campo Chinú en el bloque VMM 45. BGEC utilizó este precio pronosticado del petróleo Brent menos \$ 14,00 por barril para tener en cuenta la compensación de calidad y los costos de transporte.

Año	Precio del Petróleo Brent \$/bbl
2023	85.00
2024	82.80
2025	80.50
2026	82.00

Precio del Petróleo Brent	
Año	\$/bbl
2027	84.20
2028	85.88
2029	87.60
2030	89.35
2031	91.14
2032	92.96
2033+	Escalar a 2.0%/año

Revelación de datos de reservas

La siguiente tabla presenta un resumen de las reservas de la Compañía a diciembre 31 de 2022 con el uso de costos y precios proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	RESERVAS									
	Petróleo crudo ligero y medio		Petróleo crudo pesado		Gas natural convencional ⁽¹⁾		Líquidos de gas natural		Total BOE ⁽⁴⁾	
	Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl)	Netas ⁽³⁾ (Mbbbl)	Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl)	Netas ⁽³⁾ (Mbbbl)	Brutas ⁽²⁾ (MMcf)	Netas ⁽³⁾ (MMcf)	Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl)	Netas ⁽³⁾ (Mbbbl)	Brutas ⁽²⁾ (Mboe)	Netas ⁽³⁾ (Mboe)
Probadas										
Desarrolladas productivas	-	-	-	-	161,633	134,568	-	-	28,357	23,608
Desarrolladas no productivas	305	277	-	-	143,215	117,433	-	-	25,430	20,879
No desarrolladas	718	652	-	-	28,564	23,303	-	-	5,729	4,740
Total probadas	1,023	929	-	-	333,412	275,304	-	-	59,516	49,228
Probables	4,702	4,273	-	-	286,421	242,198	-	-	54,951	46,764
Total probadas más probables	5,725	5,202	-	-	619,833	517,502	-	-	114,468	95,992
Posibles	7,888	7,170	-	-	390,745	328,714	-	-	76,440	64,839
Total probadas más probables más posibles	13,613	12,372	-	-	1,010,578	846,216	-	-	190,907	160,831

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 las deducciones de regalías.
- (3) Las "Reservas Netas" son las reservas de la participación en la explotación de la Compañía después de las deducciones de obligaciones de regalías más las participaciones de la Compañía en regalías.
- (4) Los BOE han sido reportados con base en conversiones de gas natural de 5,7 Mcf/1 bbl según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- (5) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla presenta un resumen del valor presente neto de los ingresos netos futuros de Canacol a diciembre 31 de 2022 con el uso de precios y costos estimados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	Valor Presente Neto (VPN) de Ingresos Netos Futuros (INF) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾										Antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro – descontado a 10%/año (\$/BOE) ⁽⁴⁾
	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	577,975	523,324	479,092	442,720	412,386	562,777	509,320	466,091	430,569	400,964	20.29
Desarrolladas no productivas	599,536	527,338	468,517	419,945	379,354	376,635	328,217	288,788	256,252	229,084	22.44
No desarrolladas	82,365	61,437	45,807	33,926	24,756	47,984	32,327	20,750	12,051	5,428	9.66
Total Probadas	1,259,876	1,112,099	993,416	896,591	816,496	987,396	869,864	775,629	698,872	635,476	20.18
Probables	1,561,328	1,197,064	943,866	760,243	622,972	934,601	703,415	543,049	427,156	340,950	20.18
Total probadas más probables	2,821,204	2,309,163	1,937,282	1,656,834	1,439,468	1,921,997	1,573,279	1,318,678	1,126,028	976,426	20.18

CATEGORÍA DE RESERVAS	Valor Presente Neto (VPN) de Ingresos Netos Futuros (INF) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾										Antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro – descontado a 10%/año (\$/BOE) ⁽⁴⁾
	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	5	10	15	20	0	5	10	15	20	
	(M US\$)	(M US\$)	(M US\$)	(M US\$)	(M US\$)	(M US\$)	(M US\$)	(M US\$)	(M US\$)	(M US\$)	
probables											
Posibles	2,527,367	1,699,407	1,205,037	884,492	666,609	1,493,153	992,099	692,065	497,557	365,846	18.59
Total probadas más probables más posibles	5,348,571	4,008,570	3,142,319	2,541,326	2,106,077	3,415,150	2,565,378	2,010,743	1,623,585	1,342,272	19.54

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) 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.

La siguiente tabla indica los ingresos netos futuros totales de Canacol (no descontados) a diciembre 31 de 2022, con el uso de precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	Ingreso (M US\$)	Regalías (M US\$)	Costos operacionales ⁽²⁾ (M US\$)	Costos de desarrollo (M US\$)	Costos de abandono y recuperación (M US\$)	Ingreso neto futuro AI ⁽¹⁾ (M US\$)	Gasto de impuesto de renta futuro (M US\$)	Ingreso neto futuro DI ⁽¹⁾ (M US\$)
Total probadas	1,895,796	325,522	179,185	116,030	15,183	1,259,876	272,480	987,396
Total probadas más probables	3,944,062	620,697	295,258	188,714	18,189	2,821,204	899,207	1,921,997
Total probadas más probables más posibles	7,091,631	1,078,466	453,992	190,055	20,547	5,348,571	1,933,421	3,415,150

Notas:

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

La siguiente tabla establece el valor presente neto de los ingresos netos futuros de Canacol por tipo de producto a diciembre 31 de 2022, con el uso de precios y costos proyectados.

CATEGORÍAS DE RESERVAS	TIPO DE PRODUCTO	Valor presente neto de ingresos netos futuros AIR descontados (10%/año) ⁽¹⁾ (M US\$)	Valor presente neto de ingresos netos futuros AIR descontados (10%/año) ⁽¹⁾⁽²⁾ (\$/BOE)
Total probadas	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)	986,480	20.42
	Hidratos de gas	-	-
	Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos)	-	-
	Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos)	6,936	7.47
	Líquidos de gas natural	-	-
	Gas de esquisto	-	-
	Petróleo crudo sintético	-	-
	Gas sintético	-	-
	Petróleo de formaciones compactas	-	-
	Total	993,416	20.18
Total probadas más probables	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)	1,804,843	19.88

	Hidratos de gas	-	-
	Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos)	-	-
	Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos)	132,439	25.46
	Líquidos de gas natural	-	-
	Gas de esquisto	-	-
	Petróleo crudo sintético	-	-
	Gas sintético	-	-
	Petróleo de formaciones compactas	-	-
	Total	1,937,282	20.18
Total probadas más probables más posibles	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)	2,801,218	18.87
	Hidratos de gas	-	-
	Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos)	-	-
	Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos)	341,101	27.57
	Líquidos de gas natural	-	-
	Gas de esquisto	-	-
	Petróleo crudo sintético	-	-
	Gas sintético	-	-
	Petróleo de formaciones compactas	-	-
	Total	3,142,319	19.54

Notas:

- (1) Los valores unitarios se basan en volúmenes de reservas netas antes deducir el gasto de impuesto de renta futuro (AIR).
- (2) 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.
- (3) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a aproximaciones.

Conciliación de cambios en reservas

La tabla siguiente presenta la conciliación de las reservas brutas de Canacol por tipo principal de producto con el uso de precios y costos proyectados estimados a diciembre 31 de 2022.

	Petróleo total (Mbbl)	Petróleo crudo ligero y medio (Mbbl)	Petróleo crudo pesado (Mbbl)	Ventas de gas (MMcf)	Líquidos de gas natural (Mbbl)	Total (Mboe)
Total Probadas						
Saldo inicial (diciembre 31 de 2021)	-	-	-	368,366	-	64,626
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones técnicas ⁽¹⁾	-	-	-	21,691	-	3,805
Descubrimientos	1,023	1,023	-	9,839	-	2,749
Adquisiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Disposiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Factores económicos ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,483)	-	(11,664)
Saldo final (diciembre 31 de 2022)	1,023	1,023	-	333,412	-	59,516
Total Probables						
Saldo inicial (diciembre 31 de 2021)	-	-	-	238,489	-	41,840
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones técnicas ⁽¹⁾	-	-	-	(2,577)	-	(452)
Descubrimientos	4,702	4,702	-	50,508	-	13,563
Adquisiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Disposiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Factores económicos ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	-	-	-
Saldo final (diciembre 31 de 2022)	4,702	4,702	-	286,421	-	54,951
Total Probadas + Probables						
Saldo inicial (diciembre 31 de 2021)	-	-	-	606,855	-	106,466
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones técnicas ⁽¹⁾	-	-	-	19,115	-	3,353
Descubrimientos	5,725	5,725	-	60,347	-	16,312
Adquisiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Disposiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-

	Petróleo total (Mbbl)	Petróleo crudo ligero y medio (Mbbl)	Petróleo crudo pesado (Mbbl)	Ventas de gas (MMcf)	Líquidos de gas natural (Mbbl)	Total (Mboe)
Total Probadas						
Factores económicos ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,483)	-	(11,664)
Saldo final (diciembre 31 de 2022)	5,725	5,725	-	619,833	-	114,467
Total Probadas + Probables + Posibles						
Saldo inicial (diciembre 31 de 2021)	-	-	-	952,292	-	167,069
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisión técnicas ⁽¹⁾	-	-	-	(10,542)	-	(1,849)
Descubrimientos	13,613	13,613	-	135,311	-	37,352
Adquisiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Disposiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Factores económicos ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,483)	-	(11,664)
Saldo final (diciembre 31 de 2022)	13,613	13,613	-	1,010,578	-	190,908

Notas:

- (1) Incluye las revisiones técnicas debidas a cambios en el desempeño del depósito, 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) 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.

Información adicional relacionada con datos de reservas

Reservas no desarrolladas

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

Con sujeción al éxito en las operaciones, para los dos años siguientes, la Compañía 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 esté perforado en 2024.
- 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 2026.

Contrato de E&P de VIM 5

- Chirimía 2 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2024.

- El pozo Tubara, Corneta 2, está en el inventario de perforaciones y está programado para 2025.
- Ocarina 2 está en el inventario de perforaciones y está programado para 2024.
- Saxofon 2 y 3 están en el inventario de perforaciones y se espera que sean perforado en 2024 2025, respectivamente.
- Manchego 1 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2024.

Contrato de E&P de VIM 21

- Brevia 2 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2025.
- Arandala 3 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2026
- Fresa 2 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2024.

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 2024 y 2025, 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 2025.

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 los últimos años la Corporación instaló y puso en marcha la compresión en los pozos Betania, Nispero, San Marcos, Aguas Vivas y Clarinete. Los proyectos de compresión y manejo de agua están en el presupuesto 2023 de la Compañía y continúan ejecutándose. Específicamente, en 2023, la Compañía planea instalar compresión adicional en los pozos Pandereta y Alboka-Claxon

La Compañía espera que el cronograma de perforaciones y recompletamientos de 2024/2025 se enfoque en estas áreas 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 para 2023 fiscalmente aprobado. 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 (Mbbbl)		Petróleo Crudo Pesado Bruto (Mbbbl)		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
Probadas no desarrolladas								
Antes de 2020	-	2,079	141	1,875	148,059	216,182	-	-
2020	-	-	-	-	5,242	41,394	-	-
2021	-	-	-	-	-	30,233	-	-
2022	717	717	-	-	-	28,564	-	-
Probables no desarrolladas								
Antes de 2020	-	575	678	3,844	124,732	261,099	-	-
2020	-	-	-	-	12,545	79,868	-	-
2021	-	-	-	-	-	53,679	-	-
2022	3,461	3,461	-	-	30,459	76,915	-	-

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:

Costos de abandono y recuperación (M US\$)	
Reservas Probadas Totales	
Año	
2023	1,800
2024	1,423
2025	3,580
2026	1,307
2027	1,824
Restante	5,250
No descontados	15,183
Descontados al 10%	10,008
Reservas Probadas más Probables Totales	
Año	
2023	200
2024	-
2025	633
2026	1,087
2027	2,701
Restante	13,568
No descontados	18,189
Descontados al 10%	8,924

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\$)
Año		
2023	40,207	43,607
2024	43,242	79,067
2025	23,606	40,560
2026	7,581	17,120
2027	675	4,383
Restante	719	3,977
Total	116,030	188,714
No descontados	116,030	188,714
Descontados al 10%	95,988	151,931

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 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 2022, 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
Colombia								
Rancho Hermoso	9.0	2.7	-	-	-	-	-	-
VIM 5	-	-	-	-	9.0	9.0	13.0	13.0
VIM 21	-	-	-	-	5.0	5.0	6.0	6.0
Esperanza	-	-	-	-	8.0	8.0	16.0	16.0
Total	9.0	2.7	-	-	22.0	22.0	35.0	35.0

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 2022, la Compañía tenía aproximadamente 763.199 acres brutos (638.105 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 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 2022, 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 2022.

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 2022, separados por sus unidades de negocio.

	Colombia (M\$)	Otros (M\$)	Total (M\$)
Costos de Desarrollo	89,513	580	90,093
Costos de Exploración	70,434	4,233	74,667
Reclasificación	-	-	-
Costos Netos de Adquisición de Propiedades			
Propiedades Probadas	(3,554)	-	(3,554)
Propiedades No Probadas	-	-	-
Gastos de Capital Totales	156,393	4,813	161,206

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 2022.

	Pozos de exploración		Pozos de desarrollo		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Colombia⁽¹⁾(2)(3)(4)						
Pozos de petróleo	1.00	1.00	0.00	0.00	1.00	1.00
Pozos de gas	6.00	6.00	4.00	4.00	10.00	10.00
Pozos de servicio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozos de prueba estratigráfica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pozos secos	0.00	0.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Total	7.00	7.00	5.00	5.00	12.00	12.00
Tasa de éxito	100%	100%	80%	80%	92%	92%

Notas:

- (1) Los pozos de exploración de gas son Carambolo-1, Alboka-1, Cornamusa-1, Claxon-1, Saxofon-1 y Dividivi-1.
- (2) El pozo de exploración de petróleo en Colombia es Chimela-1.
- (3) Los pozos de desarrollo de gas son Toronja-2, Chirimía-ST, Cañaflecha-2 y Clarinete-7.
- (4) El pozo seco de desarrollo en Colombia es Toronja-3.

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 y VIM 21. 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 depósitos mediante la modelación continuada de los depósitos de los principales activos productivos.

Para la actividad de exploración relacionada con el portafolio de gas, la Compañía ha construido un inventario significativo de prospectos e indicaciones mediante la interpretación de la sísmica de 2D y de 3D en toda su posición de superficie. El 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 2023, con base en el Informe de BGEC para el año terminado en diciembre 31 de 2022, con el uso de precios y costos proyectados.

Categoría de reservas	Precios y costos proyectados		
	Total probadas Producción bruta diaria ⁽²⁾	Total probables Producción bruta diaria ⁽²⁾	Total probadas + probables Producción bruta diaria ⁽²⁾
Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d)	150	231	381
Petróleo crudo pesado (bbl/d)	-	-	-
Gas natural asociado y no asociado (Mcf/d)	204,343	4,131	208,474
Líquidos de gas natural (bbl/d)	-	-	-
Total⁽¹⁾ (boe/d)	36,000	956	36,956

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 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 2023, con base en el Informe de BGEC para el año terminado en diciembre 31 de 2022, con el uso de precios y costos proyectados.

	Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d)	Petróleo crudo pesado (bbl/d)	Gas natural convencional (Mcf/d) ⁽²⁾	Líquidos de gas natural (bbl/d)
Acordeón & Ocarina	-	-	7,240	-
Aguas Vivas	-	-	28,604	-
Alboka	-	-	2,001	-
Arandala	-	-	2,230	-
Ariana	-	-	197	-
Breva	-	-	1,480	-
Cañaflera	-	-	1,153	-
Canahuate	-	-	2,397	-
Cañandonga	-	-	-	-
Chimela	150	-	-	-
Chirimía	-	-	497	-
Clarinete	-	-	77,776	-
Claxon	-	-	2,060	-
Cornamusa	-	-	2,960	-
Dividivi	-	-	1,492	-
Fresa	-	-	-	-
Nelson	-	-	30,097	-
Nispero & Trombón	-	-	3,291	-
Oboe	-	-	2,068	-
Palmer	-	-	4,690	-
Pandereta	-	-	22,149	-
Porro Norte	-	-	-	-
San Marcos	-	-	3,524	-

Saxofón	-	-	1,492	-
Siku	-	-	3,609	-
Toronja	-	-	3,332	-
Total	150	-	204,343	-

Notas:

- (1) La producción diaria es tomada del Informe de BGEC a diciembre 31 de 2022.
- (2) El gas natural incluye volúmenes asociados y no asociados de venta de gas.
- (3) Los números en estas tablas pueden no corresponder 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 2022.

RESULTADOS OPERACIONALES	Tres meses terminados en marzo 31 de 2022	Tres meses terminados en junio 30 de 2022	Tres meses terminados en septiembre 30 de 2022	Tres meses terminados en diciembre 31 de 2022
	Colombia	Colombia	Colombia	Colombia
Producción diaria bruta promedio				
Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d)	185	185	216	237
Petróleo crudo pesado (bbl/d)	-	-	-	-
Gas natural convencional (boe/d)	32,128	33,431	32,754	31,225
Líquidos de gas natural (bbl/d)	-	-	-	-
Petróleo crudo – tarifa (boe/d)	243	386	328	309
Precios de venta promedio				
Petróleo crudo ligero y medio (\$/bbl)	76.72	109.19	91.23	72.64
Petróleo crudo pesado (\$/bbl)	-	-	-	-
Gas natural convencional (\$/boe)	26.56	26.96	27.13	27.42
Líquidos de gas natural (\$/bbl)	-	-	-	-
Petróleo crudo – tarifa (\$/boe)	17.36	17.36	17.36	17.36
Ganancia operacional neta (\$/boe)				
Ingreso de venta de productos básicos, neto de gastos de transporte	26.77	27.29	27.46	27.67
Regalías	(4.11)	(4.29)	(4.28)	(4.43)
Gastos operacionales	(2.33)	(1.98)	(1.87)	(1.97)
Ganancia neta ⁽¹⁾	20.33	21.02	21.31	21.27

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 2022, 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	-	-	5,652	-
VIM 5	-	-	17,573	-
VIM 21	-	-	9,158	-
Otros	522	-	-	-
Total	522	-	32,383	-

Notas:

- (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. A marzo 23 de 2023 había 34.111.487 Acciones Ordinarias emitidas y en circulación (170.557.290 Acciones Ordinarias anteriores a la liquidación a diciembre 31 de 2022 o 34.111.458 Acciones Ordinarias posteriores a la

consolidación). 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. A marzo 23 de 2023 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, tendrá derecho preferencial sobre las Acciones Ordinarias y las acciones de cualquier otra clase que tenga preferencia inferior a la de las Acciones Preferenciales. Las Acciones Preferenciales de cualquier serie también pueden tener otras preferencias y prioridades sobre las Acciones Ordinarias y cualquier otra acción de la Compañía con preferencia inferior a esa serie de Acciones Preferenciales.

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 futuro existente 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 en cualquier momento dentro del plazo de cuatro años sin penalidad. La Línea de Crédito Rotativo de 2023 no está sometida a re-determinaciones periódicas regulares. A marzo 23 de 2023 la Compañía ha utilizado un total de \$75 millones bajo la línea de Crédito Rotativo de 2023. La Línea de Crédito Rotativo de 2023 contiene un número de pactos basados en ocurrencia que están armonizados con los pactos bajos 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 causa 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. Cualquier monto sin utilizar estuvo sometido a un cargo de compromiso de 30% del margen de interés de 4,75% sobre todo monto no retirado durante el plazo. A febrero 17 de 2023 la Compañía terminó la Línea de Crédito Rotativo de 2020 y celebró 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, como fue modificado causa intereses a una tasa de LIBOR más 4,75% anual y venció en julio 29 de 2022. CNEMED puede pagar el Préstamo Puente de 2020 en cualquier momento dentro del plazo sin penalidad. CNEMED podía pagar el Préstamo Puente de 202 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 los ingresos 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 positiva de Fitch Ratings (“**Fitch**”), BB- con una perspectiva estable de S&P Global Ratings (“**S&P**”) y Ba3 con una perspectiva estable 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 empresariales 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 se encuentra en una escala de calificación de AAA (más alta) a D (más baja). Una calificación crediticia a largo plazo de BB se encuentra 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 comerciales, 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 se basan 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. Una calificación de Ba es la quinta más alta de las nueve categorías principales. Moody’s aplica modificadores numéricos 1, 2, y 3, en cada clasificación de calificación genérica de Aa a Caa en sus sistemas de calificación de bono corporativo. El modificador 1 indica que la emisión califica en el final más alto de su categoría de calificación genérica, el modificador 2 indica un rango medio y el modificador 3 indica que la emisión califica en el final 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

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2019, la Compañía anunció que empezaría con un dividendo trimestral recurrente regular. La práctica general de Canacol será pagar trimestralmente dividendos en efectivo sobre las Acciones Ordinarias, provenientes de sus flujos de caja distribuibles, a los Accionistas registrados a la fecha de registro del dividendo, la cual será por lo general 15 días antes de la fecha de pago del dividendo.

Se pretende que la política de dividendos de Canacol proporcione a los Accionistas dividendos trimestrales relativamente estables y predecibles, y a la vez se retenga una porción de flujo de caja para financiar el capital de mantenimiento y los proyectos de crecimiento en curso. El monto de dividendos por pagar sobre las Acciones Ordinarias, si lo hay, se sujeta a la discreción de la Junta Directiva y puede variar dependiendo de una variedad de factores. Además de las pruebas de solvencia y liquidez legales estándares que deben ser cumplidas, la capacidad de Canacol de decretar y pagar dividendos depende también de su cumplimiento de los pactos bajo el Contrato de los Títulos Preferenciales de 2021, la Línea de Crédito de 2018, la Línea de Crédito Rotativo de 2020 y la Línea de Crédito Rotativo de 2023 (ver *"Descripción de la Estructura de Capital – Deuda de Largo Plazo"*).

En la determinación del nivel de dividendos por decretar, la Junta Directiva tiene en consideración factores tales como niveles actuales y futuros esperados de flujo de caja distribuible (incluyendo impuesto sobre la renta), gastos de capital, préstamos y pagos de deuda, cambios en requerimientos de capital de trabajo y otros factores.

En el largo plazo, Canacol espera continuar pagando dividendos a los Accionistas provenientes de su flujo de caja distribuible; sin embargo, los dividendos no son garantizados (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 (Antes de la Consolidación) (C\$)
Diciembre 16 de 2019	0.052
Marzo 31 de 2020	0.052
Junio 30 de 2020	0.052
Septiembre 30 de 2020	0.052
Diciembre 31 de 2020	0.052
Marzo 31 de 2021	0.052
Junio 30 de 2021	0.052
Septiembre 30 de 2021	0.052
Diciembre 30 de 2021	0.052

Fecha de Registro de Dividendo	Monto por Acción Ordinaria (Antes de la Consolidación) (C\$)
Marzo 31 de 2022	0.052
Junio 30 de 2022	0.052
Septiembre 30 de 2022	0.052
Diciembre 30 de 2022	0.052

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
2022⁽¹⁾			
Enero	3.38	3.05	10,954,245
Febrero	3.35	3.12	4,940,085
Marzo	3.62	3.11	7,449,838
Abril	3.20	2.85	3,105,607
Mayo	3.13	2.55	3,949,905
Junio	3.21	2.43	5,960,707
Julio	2.64	2.21	5,204,836
Agosto	2.56	2.35	4,043,503
Septiembre	2.50	1.87	3,736,328
Octubre	2.17	1.90	4,815,436
Noviembre	2.31	1.93	8,472,457
Diciembre	2.13	1.75	6,646,818
2023⁽²⁾			
Enero	12.31	10.05	2,355,791
Febrero	12.05	10.00	406,953
Marzo 1-23	11.95	10.14	326,465

Notas:

- (1) Los precios y volúmenes de cierre altos y bajos negociados para 2022 se presentan en una base de antes de la Consolidación.
- (2) Los precios y volúmenes de cierre altos y bajos negociados para 2023 se presentan en una base de antes de la Consolidación.

VENTAS PREVIAS

La siguiente tabla resume las emisiones de valores no inscritos para el año terminado en diciembre 31 de 2022:

Fecha de emisión	Valores	Número de acciones ordinarias emitidas/que se pueden emitir o monto total	Precio/precio de ejercicio por valor (C\$)
Febrero 8 de 2022	Unidades de acciones restringidas ⁽¹⁾	1,911,316	3.23
Febrero 8 de 2022	Unidades de acciones diferidas ⁽¹⁾	68,093	3.23
Diciembre 23 de 2022	Unidades de acciones restringidas ⁽¹⁾	883,598	2.10

Nota:

- (3) Emitidas conforme al 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 cargos en la Compañía y la fecha en que fueron inicialmente nombrados o elegidos como miembros de junta directiva y/o directivos, y su(s) ocupación(es) principal(es) en los pasados cinco años.

Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol	Miembro de junta directiva/Directivo desde	Ocupación principal durante los últimos cinco años
Charle Gamba ⁽⁴⁾⁽⁵⁾ Presidente, Director Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva Bogotá, Colombia	Octubre 30 de 2008	El Sr. Gamba es actualmente el Presidente y Director Ejecutivo de Canacol un rol que ha desempeñado desde que fundó Canacol en 2008. El Sr. Gamba tiene 29 años de experiencia 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 privadas y de petróleo y gas que cotizan en bolsa, 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 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.
Michael Hibberd ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾ Presidente y Miembro de Junta Directiva Calgary, Alberta, Canadá	Octubre 30 de 2008	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 Sunshine Oilsands Ltd., presidente de PetroFrontier Corp. y miembro de la junta directiva de CanAsia Energy Corp. Anteriormente, fue presidente de Heritage Oil Plc, Heritage Oil Corporation y Greenfields Petroleum Corporation; y ex director 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.

Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol	Miembro de junta directiva/Directivo desde	Ocupación principal durante los últimos cinco años
David Winter ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾ Miembro de Junta Directiva Calgary, Alberta, Canadá	Febrero 6 de 2009	El Dr. Winter es el Director Ejecutivo y Miembro de la Junta Directiva de Horizon Petroleum Ltd. y Miramar Hydrocarbons Ltd. Fue cofundador de Canacol. Anteriormente, el Dr. Winter fue el fundador, director ejecutivo y miembro de la 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.
Gregory D. Elliott ⁽³⁾⁽⁴⁾ Miembro de Junta Directiva Oakdale, Luisiana, EE. UU.	Diciembre 21 de 2012	El Sr. Elliott aporta a Canacol más de 40 años de experiencia en la industria y liderazgo sénior. El Sr. Elliott es el ex presidente y fundador de Workstrings International, una compañía de Superior Energy Services, Inc. El Sr. Elliott comenzó su carrera en Chevron Corporation ocupando varios puestos de ingeniería y gestión en América del Norte e internacionalmente. El Sr. Elliott fue miembro fundador de Geoproduction Oil & Gas Company, fundada en 2001 y luego adquirida por Canacol. El Sr. Elliott tiene un título en Ingeniería Petrolera de la Universidad Estatal de Louisiana.
Francisco Díaz ⁽¹⁾⁽³⁾⁽⁵⁾ 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 del Directorio 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.

Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol	Miembro de junta directiva/Directivo desde	Ocupación principal durante los últimos cinco años
Gonzalo Fernández-Tinoco ⁽¹⁾⁽³⁾ 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 la industria de las telecomunicaciones con posiciones en Corporación Digitel y BellSouth. El Sr. Fernández-Tinoco es actualmente director 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 por la Universidad Católica Andrés Bello y EMBA por el IESA.
Ariel Merenstein ⁽¹⁾⁽²⁾ 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 ("Fourth Sail"). 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.
Juan Argento ⁽²⁾⁽⁵⁾ Miembro de Junta Directiva Caracas, Venezuela	Febrero 11 de 2021	El Sr. Argento aporta a Canacol más de 28 años de experiencia en banca de inversión, capital privado e inversiones en el mercado público. El Sr. Argento es actualmente socio administrador de los Socios de Horizon, una firma de asesoría e inversión principal enfocada en la industria energética de América Latina. Él es miembro actual de BBI Colombia S.A.S. que desarrolla Tostao la más grande cadena de cafés en Colombia. Antes de unirse a Horizon, el Sr. Argento fue Director Administrador de Millennium Global, un grupo de fondos de cobertura con sede en Londres, y socio de Rubikon Partners, una firma de capital privado del mercado medio, centrada en el mercado europeo. El Sr. Argento también trabajó para Newbridge, el fondo latinoamericano de Texas Pacific Group y para Salmon Brothers. El Sr. Argento se graduó con honores en Economía de la Universidad de Harvard.

Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol	Miembro de junta directiva/Directivo desde	Ocupación principal durante los últimos cinco años
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 regulatoria de compañías de petróleo y gas que cotizan en TSX, TSX Venture Exchange, American Stock Exchange y Australia Stock Exchange. En 2008, fue director 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
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 puestos de alta dirección en las principales empresas de exploración y producción de todo el mundo. Fue Jefe de Producción y Operaciones con Afren Plc., Gerente Global de Ingeniería de Petróleo para BHP Billiton Petroleum e Ingeniero Jefe de Reservorios Mundial para 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 Senior 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 Senior de Nuevas Empresas y Geociencias. Anteriormente trabajó para Occidental Petroleum durante 22 años en las Américas, Medio Oriente, África y el sudeste asiático en varios roles geotécnicos que culminaron 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 un abogado y hombre de negocios con significativa experiencia en finanzas corporativas y en el sector minero y energético en Colombia. Antes de vincularse a Canacol, el Sr. Zaidi fue el Presidente y Asesor Legal de Carrao, una compañía privada de exploración de petróleo y gas de la cual fue cofundador y cogente hasta su adquisición por la Compañía 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 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.

Nombre y municipio de residencia y cargo en Canacol	Miembro de junta directiva/Directivo desde	Ocupación principal durante los últimos cinco años
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 y asesoría tributaria internacional. Antes de unirse a Canacol, trabajó para Hemisphere GPS, un país estadounidense. empresa de tecnología basada en PricewaterhouseCoopers como Gerente Senior en el International Tax Services Group ayudando a clientes con reorganizaciones transfronterizas, financiamiento offshore 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.
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 farmacéutico y de infraestructura, y en gestión de patrimonio como asesora financiera y de inversiones, donde aprovechó sus aprendizajes 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.
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 en la Provincia de Alberta y tiene un B.Sc. en Ingeniería Química con un Menor de 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 de ESG.
- (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 23 de 2023, los miembros de junta directiva y directivos de Canacol, como grupo, son usufructuarios, directa o indirectamente, de aproximadamente 879.272 Acciones Ordinarias antes de la Consolidación en circulación (aproximadamente el 2,58%). 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 6.989.974 Acciones Ordinarias antes de la Consolidación (20,49%) a marzo 23 de 2023.

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 negociaciones hasta que se presentaran los estados financieros y el MD&A a fin de año de 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, las acciones ordinarias de Horizon dejaron de ser negociadas por la Comisión de Valores de Alberta y la Comisión de Valores de Columbia Británica, respectivamente, como resultado de que Horizon no presentó sus estados financieros de fin de año 2019 y MD&A. 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 la cesación de la negociación de las acciones ordinarias de Solimar por la Comisión de Valores de Alberta, la Comisión de Valores de Columbia Británica y la Comisión de Valores de Ontario, respectivamente, como consecuencia de la incapacidad de Solimar de radicar varios documentos continuos de revelación, incluidos los estados financieros intermedios y los informes relacionados de discusión y análisis de la administración para el período de tres meses terminado en septiembre 30 de 2014, junto con la certificación relacionada de las radicaciones.

Quiebras personales

En los 10 años anteriores a la fecha de este Formulario de Información Anual, ningún miembro de junta directiva, directivo o Accionista titular de un número de valores de la Compañía suficiente para afectar significativamente el control de la misma, ha quebrado, ni 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 especial, algunos miembros de junta directiva y directivos ocupan cargos gerenciales y/o como miembros de junta directiva en otras compañías de petróleo y gas cuyas operaciones pueden, en algún momento, proveer financiación o hacer inversiones de capital en competidores de la Compañía. Los conflictos, si los hay, estarán sujetos a los procedimientos y recursos disponibles conforme a la ABCA. La ABCA establece que en el evento de que un miembro de junta directiva tenga un interés en un contrato o un contrato o acuerdo propuesto, deberá revelar su interés en tal contrato o acuerdo y deberá abstenerse de votar sobre todo asunto con respecto a tal contrato o acuerdo, a menos que la ABCA disponga otra cosa.

INFORMACIÓN DEL COMITÉ DE AUDITORÍA

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

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

Términos de referencia del Comité de Auditoría

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

Composición del Comité de Auditoría

Los siguientes son los miembros del Comité de Auditoría:

Michael Hibberd ⁽¹⁾	Independiente ⁽²⁾	Financieramente letrado ⁽²⁾
Francisco Díaz	Independiente ⁽²⁾	Financieramente letrado ⁽²⁾
Ariel Merenstein	Independiente ⁽²⁾	Financieramente letrado ⁽²⁾
Gonzalo Fernández-Tinoco	Independiente ⁽²⁾	Financieramente letrado ⁽²⁾

Notas:

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

Educación y experiencia pertinentes

Todos los miembros del Comité de Auditoría han estado directamente involucrados en la preparación de los estados financieros, o la radicación de estados financieros trimestrales y anuales, o la relación con auditores, o han sido miembros del Comité de Auditoría. Todos los miembros tienen la capacidad de leer, analizar y entender las complejidades que rodean la emisión de estados financieros.

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

El Sr. Hibberd es Presidente 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 director 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 Senior 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 del 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 Kellog 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, UCAB; y estudió gerencia en IESA.

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 ⁽¹⁾ (\$)	Honorarios relacionados con auditoría ⁽²⁾ (\$)	Honorarios por impuestos ⁽³⁾ (\$)	Todos los demás honorarios ⁽⁶⁾ (\$)
Diciembre 31 de 2022	571,519	-	-	-
Diciembre 31 de 2020	630,823	-	-	-

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 2022; 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 2022.

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.

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 KPMG 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.

KPMG LLP ha confirmado que es independiente de la Compañía dentro del significado de las reglas relevantes y las interpretaciones relacionadas establecidos por los organismos profesionales relevantes 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. A continuación, se señalan ciertos factores de riesgo relacionados con el negocio de Canacol, los cuales deben ser considerados cuidadosamente por potenciales inversionistas antes de decidir sobre la compra de valores de Canacol. El siguiente es 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.

La pandemia de COVID-19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró el brote de una cepa de una nueva enfermedad por coronavirus, COVID-19, como una pandemia mundial; y el brote del COVID-19 continuó a lo largo del 2022. La pandemia de COVID-19 ha tenido un impacto negativo en las economías canadiense, colombiana y mundial; ha interrumpido las cadenas de suministro mundiales; ha perturbado los mercados financieros; ha contribuido a una disminución de las tasas de interés; ha provocado rebajas en las calificaciones, deterioro del crédito e incumplimientos en muchas industrias; ha forzado el cierre de muchas empresas, ha provocado pérdidas de ingresos, mayor desempleo y quiebras; y ha hecho necesaria la imposición de cuarentenas, distanciamiento físico, cierres de empresas, restricciones de viaje y requisitos de refugio en el lugar. Si la pandemia reaparece, incluso a través de olas posteriores, o si surgen variantes adicionales de COVID-19 que sean más transmisibles o causen una enfermedad más grave, o si surgen otras enfermedades con efectos similares, el impacto adverso en la economía podría empeorar. Además, sigue siendo incierto el impacto que habrá en el entorno macroeconómico y las normas sociales y empresariales tras la pandemia de COVID-19. Desarrollos inesperados en los mercados financieros, los entornos normativos o el comportamiento de los consumidores también pueden tener impactos adversos en los resultados, el negocio, la situación financiera o la liquidez de Canacol, durante un período de tiempo considerable.

El negocio, la situación financiera, los resultados de las operaciones, los flujos de caja, el acceso al capital, el costo de los préstamos y/o el acceso a liquidez de Canacol pueden, en particular y sin limitación, ser adversamente afectados como resultado de la pandemia y/o la caída de los precios de productos básicos como consecuencia de:

- el cierre de instalaciones o el retraso o la suspensión del trabajo en proyectos debido a la interrupción de la fuerza laboral o la escasez de la misma causada por la infección de los trabajadores con COVID-19, o las restricciones impuestas por el gobierno o las autoridades de salud para viajes de los trabajadores o el cierre de instalaciones o sitios de trabajo;
- que los proveedores y terceros vendedores experimenten una interrupción similar de la fuerza laboral o que se les ordene el cese de operaciones;
- reducción de flujos de caja que resulte en una menor disponibilidad de fondos provenientes de las operaciones para financiar los presupuestos de gastos de capital;
- reducción de los precios de productos básicos que resulte en una disminución de los volúmenes y del valor de las reservas;
- que las contrapartes no puedan cumplir sus obligaciones contractuales oportunamente o en absoluto;
- incapacidad de entregar los productos a los clientes o de otro modo llevarlos al mercado debido a restricciones fronterizas, o cierres de carreteras, de puertos o de ductos; y
- capacidad de obtener capital adicional, incluyendo, pero sin limitarse a ello, financiación de deuda y capital, adversamente impactada como resultado de la imprevisibilidad de los mercados financieros, los precios de productos básicos y/o un cambio en los fundamentos del mercado.

La pandemia de COVID-19 ha creado y podría seguir creando riesgos operativos adicionales para la Compañía, incluyendo la necesidad de: proveer medidas de seguridad mejoradas para sus empleados y clientes; cumplir con directrices regulatorias rápidamente cambiantes; y abordar el riesgo de comportamiento de amenaza a la ciberseguridad y proteger la integridad y funcionalidad de los sistemas, redes y datos de la Compañía, en la medida en que un mayor número de empleados trabaje remotamente. Además de los riesgos anteriores, algunos riesgos que se comentan a continuación también pueden verse exacerbados como resultado de la pandemia de COVID-19.

Riesgos relacionados con la industria y el negocio de Canacol

Precios fluctuantes del gas

Para el año finalizado en diciembre 31 de 2022, la venta de gas natural representó aproximadamente el 97% de los ingresos totales de la Compañía. El precio del gas natural se ve 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 reglamentos gubernamentales nacionales y extranjeros, incluidas las leyes y reglamentos ambientales, de salud y seguridad;
- disponibilidad y precios de fuentes de energía alternativas;
- las circunstancias políticas en los países productores de petróleo y gas; y
- los efectos de 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 Corporación 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 verse afectada por numerosos factores fuera del control de Canacol, incluyendo, pero no limitado a, 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, sin limitación, regulaciones relacionadas con precios, impuestos, regalías, producción permitida, importación y exportación de petróleo, gas natural y protección del medio ambiente). Actualmente, Canacol 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 14 terceros conforme a contratos de venta de gas. Si estos contratos de venta de gas se terminaran por cualquier motivo, Canacol podría no poder entablar 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 puede 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 infraestructuras adecuadas;
- desafíos de extracción debido 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 implementar 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

misimos. El impacto individual generado por estos factores no puede predecirse con certeza y, una vez combinados, puede dar lugar a reservas no económicas.

Si las operaciones y/o inversiones de la Compañía en Colombia se ven interrumpidas y/o la integridad económica de estos proyectos se ve amenazada por razones inesperadas, su negocio puede experimentar un retroceso. Estos eventos inesperados pueden deberse a dificultades técnicas, dificultades operativas que afectan 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 pueden no ser comercialmente exitosos, lo que podría afectar negativamente la capacidad de la Compañía para 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 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 2022. Estas evaluaciones incluyen una serie de supuestos relacionados con factores tales como tasas iniciales de producción, 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 el gas natural, costos operacionales, valores de abandono y salvamento, regalías y otras cargas gubernamentales que pueden imponerse por toda la vida productiva de las reservas. Estos supuestos se basaron en proyecciones de precios 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 perspectivas de producción adecuadas adicionales, para encontrar mercados para el gas natural producido y distribuir eficazmente la producción en el mercado.

Existen riesgos asociados con los negocios y operaciones de la Compañía que pueden resultar en incertidumbre de crecimiento de la producción, que incluyen (sin limitación) lo siguiente:

- 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 del seguro;
- paros laborales u otros problemas laborales;
- horarios de vacaciones de los trabajadores y actividades de mantenimiento relacionadas; y
- cambios en el mercado y condiciones económicas generales.

Las condiciones climáticas, el reemplazo o 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 implicar esfuerzos no rentables, no solo de pozos secos, sino de pozos que son productivos pero no producen suficientes ingresos netos para obtener ganancias después de los costos de perforación, operación y otros. La finalización de un pozo no asegura una ganancia en la inversión o recuperación de los costos de perforación, finalización y operación. Además, los peligros de perforación o el daño ambiental podrían aumentar en gran medida el costo de las operaciones y varias condiciones de operación de campo pueden 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 puede obtener un seguro en una cantidad que se espera que sea adecuada para cubrir tales condiciones adversas, la naturaleza de estos riesgos es tal que las responsabilidades pueden exceder los límites de la póliza, las responsabilidades y los peligros pueden no ser asegurables, o los altos costos de las primas pueden llevar a una 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 resultados de las 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 para proyectos de gas natural

Los proyectos de gas natural pueden experimentar aumentos y sobrecostos de capital debido, entre otros factores, a la falta de disponibilidad o al alto costo de las 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, incluida la finalización de estimaciones detalladas de costos y los costos finales de ingeniería, contratación y adquisición. El desarrollo de proyectos puede verse afectado 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 las leyes y reglamentos gubernamentales, incluidas las leyes y reglamentos ambientales, de salud y 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 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 previstas para la producción en el futuro 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 como se esperaba. Tales incertidumbres y riesgos operativos asociados con 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 bajo el acuerdo con Promigás debido a falta de ventas o sus obligaciones bajo 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.

El Gasoducto de Medellín podría no entrar en servicio según lo proyectado

Se espera que una parte significativa de la producción futura esperada de la Compañía se transporte al mercado interior a través del oleoducto de Medellín. No hay garantía de que el Gasoducto de Medellín se complete dentro del cronograma proyectado o en absoluto. Si el Gasoducto de Medellín se retrasa o no se construye, es posible que Canacol no pueda cumplir con su desempeño operativo o financiero proyectado.

Canacol podría no tener éxito en acceder al mercado interior una vez que los gasoductos de Medellín entren en servicio

La Compañía está desarrollando el Gasoducto Medellín como un medio para acceder al mercado interior, el mercado más grande de gas natural en Colombia, incluidas las grandes ciudades de Medellín, Bogotá y Cali. No se puede garantizar que se contratarán con éxito las ventas de volúmenes superiores a los ya comprometidos con EPM. Además, acceder al mercado interior más allá de Medellín requeriría que la Compañía contrate espacio en otros gasoductos que actualmente llevan gas natural a Medellín, el flujo en algunos de los cuales tendría que revertirse para permitir que su gas fluya más allá de Medellín a Cali, Bogotá y otros mercados interiores. Si la Compañía no puede vender gas natural adicional en el mercado interior más allá del contratado por EPM o asegurar la capacidad de transporte requerida para mover ese gas más allá de Medellín, sus resultados financieros podrían verse afectados significativamente y negativamente.

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 defecto 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 deban ser realizadas. La demanda de ese equipo limitado o las restricciones de acceso pueden afectar la disponibilidad de dicho equipo para Canacol y pueden demorar las actividades de exploración y desarrollo. No hay garantía de que se tendrá disponibilidad, según se requiera, de equipos, servicios y suministros suficientes para perforación y 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 podrá experimentar escasez de personal calificado para el funcionamiento de torres de perforación. Esto puede demorar las operaciones de perforación de Canacol y afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de Canacol. En la medida en que Canacol no sea la operadora de sus propiedades de petróleo y gas, 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 depósitos 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 asegurables en ninguna circunstancia, o en ciertas circunstancias Canacol puede optar por no obtener seguros para cubrir riesgos específicos debido a las altas primas correspondientes a tales seguros o por otras razones. El pago de tales pasivos no asegurados podría reducir los fondos disponibles para Canacol. La ocurrencia de un evento significativo contra el cual Canacol no esté completamente asegurada, o la insolvencia del asegurador de tal evento, 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 vez en cuando Canacol puede celebrar transacciones para adquirir activos o acciones de otras compañías. Estas transacciones pueden ser financiadas parcial o totalmente mediante deuda, lo cual puede incrementar temporalmente los niveles de deuda de Canacol por encima de los estándares de la industria.

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 o todos sus préstamos a su vencimiento. Además, no hay seguridad de que la Compañía estará en capacidad de cumplir en todo momento con los pactos aplicables bajo 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 bajo 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 debido 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 puede 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 para pedir prestados fondos adicionales en condiciones comercialmente razonables, si acaso, para cubrir sus gastos operacionales y para otros fines.

Los dividendos en efectivo no están garantizados

Los dividendos no están garantizados y fluctuarán con el desempeño de la Compañía y sus subsidiarias. La Junta Directiva tiene la discreción de determinar el monto de los dividendos por decretar y pagar a los Accionistas cada trimestre. En la determinación del nivel de los dividendos la Junta Directiva tendrá en consideración numerosos factores, incluyendo niveles actuales y futuros esperados de ingresos; flujo de caja proveniente de actividades operativas; impuestos sobre la renta; capital de mantenimiento; gastos de capital de crecimiento; pagos de deuda; requerimientos de capital de trabajo; pasivos ambientales actuales y futuros potenciales; impacto de tasas de interés y/o tasas de cambio; precios de gas natural, LGN y petróleo crudo; y otros factores. Los préstamos de corto y largo plazo de la Compañía le prohíben pagar dividendos en cualquier momento en que un incumplimiento o evento de incumplimiento exista bajo tal deuda, o si un incumplimiento o evento de incumplimiento pudiera existir como resultado de pagar los dividendos (ver “Factores de Riesgo – Asuntos de Deuda”).

Si las fuentes externas de capital, incluyendo préstamos y emisión de Acciones Ordinarias adicionales, se hacen limitadas o no disponibles en términos comercialmente razonables, puede verse impedida la capacidad de la Compañía de mantener sus dividendos y hacer las inversiones de capital necesarias para mantener o expandir su negocio. En la medida en que la Compañía deba usar flujo de caja proveniente de las actividades operativas para financiar gastos de capital o adquisiciones, puede reducir el flujo de caja distribuable disponible para decretar y pagar dividendos a los Accionistas. Los dividendos pueden ser aumentados, disminuidos, suspendidos o eliminados totalmente, dependiendo de las operaciones de la Compañía y el desempeño de sus activos y negocios.

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 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 han restringido, y se anticipa que continúen restringiendo, el flujo de caja de la Compañía, resultando en un presupuesto de gastos de capital reducido. En consecuencia, la Compañía puede no estar en capacidad de reemplazar su producción con reservas adicionales y tanto la producción como las reservas de la Compañía pueden 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.

Conflicto Rusia-Ucrania

En febrero 24 de 2022, las fuerzas militares rusas lanzaron una invasión militar a gran escala de Ucrania. En respuesta, el personal militar ucraniano y los civiles están resistiendo activamente la invasión. Muchos países de todo el mundo han proporcionado ayuda a Ucrania en forma de ayuda financiera y, en algunos casos, equipo militar y armas para ayudar en su resistencia a la invasión rusa. La Organización del Tratado del Atlántico Norte ("**OTAN**") también ha movilizó fuerzas a los países miembros de la OTAN que están cerca del conflicto como disuasión para una mayor agresión rusa en la región. El resultado del conflicto es incierto y es probable que tenga consecuencias de gran alcance para la paz y la estabilidad de la región y la economía mundial. Ciertos países, incluidos Canadá y Estados Unidos, han impuesto estrictas sanciones financieras y comerciales contra Rusia y tales sanciones pueden tener efectos de gran alcance en la economía mundial. Además, el gobierno alemán detuvo el proceso de certificación para el gasoducto de gas natural Nord Stream 2 de 1.200 km que se construyó para transportar gas natural de Rusia a Alemania. Como Rusia es un importante exportador de petróleo y gas natural, la interrupción de los suministros de petróleo y gas natural de Rusia podría causar una importante escasez mundial de suministro de petróleo y gas natural y afectar significativamente los precios del petróleo y el gas en todo el mundo. La falta de suministro y los altos precios del petróleo y el gas natural podrían tener un efecto adverso significativo en la economía mundial; sin embargo, tal volatilidad en los precios del gas natural no afectaría inicialmente a Canacol, dado que generalmente ha celebrado acuerdos para recibir precios fijos en 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 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 mayores 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 verse fortalecidos por la adquisición de activos y participaciones adicionales. En el evento de que la Compañía no tenga éxito en negociar 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 esos compromisos serán cumplidos en el tiempo permitido. En esa medida, Canacol podría perder ciertos derechos de exploración en los bloques afectados y podría estar sujeta a ciertas penalidades financieras que podrían ser impuestas por la respectiva autoridad gubernamental. Sin embargo, la Compañía tiene el derecho de solicitar suspensiones o prórrogas debido a 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 normas ambientales que afectan aspectos de las operaciones pasadas, presentes y futuras de la Compañía. Las amplias leyes y normas nacionales, provinciales y locales en Colombia afectan y afectarán casi todas las operaciones de la Compañía. Estas leyes y normas establecen varios estándares que regulan ciertos aspectos de salud y calidad ambiental, 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 emplazamientos de las instalaciones y los derechos de paso de las tuberías 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, mandamientos judiciales y sanciones, algunas de las cuales pueden ser significativas. La legislación ambiental está evolucionando de una manera que la Compañía espera que pueda resultar 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 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 para el gobierno colombiano y terceros y puede requerir que la Corporación incurra en costos para remediar dicha descarga. Dada la naturaleza del negocio de la Compañía, enfrenta riesgos inherentes de derrames peligrosos que ocurren 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 las tuberías. Todo esto puede conducir a pasivos ambientales potenciales significativos, como costos de limpieza y litigios, que pueden afectar significativamente de forma negativa la condición financiera, los flujos de efectivo y los resultados de las operaciones de la Corporación. Dependiendo de la causa y la gravedad de un derrame de productos peligrosos, la reputación de la Corporación 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 de petróleo y gas natural producido 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 regulatorias 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 el 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 algún gasto o responsabilidad en que ellos incurran individualmente en relación con acciones regulatorias 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, el operador 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 consuma

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 todo 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 un operador experimentado en Suramérica.

Para ayudar a mitigar los riesgos relacionados con la operación en jurisdicciones extranjeras, Canacol busca operar en regiones donde la industria petrolera es un componente clave de la economía. Canacol cree que la experiencia de la administración en la operación tanto en Colombia como en otras jurisdicciones internacionales ayuda a reducir estos riesgos. Algunos países en los cuales Canacol puede operar pueden ser considerados política y económicamente inestables. En Colombia, el gobierno tiene una larga historia de democracia y un marco legal establecido que, en opinión de Canacol, minimizan 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 para 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 normas 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 recaracterización de gastos de exploración y desarrollo o por otra razón, tal reliquidación puede tener un impacto en los impuestos actuales y futuros por pagar.

Las leyes de impuesto de renta relacionadas con la industria del petróleo y el gas, como el tratamiento de 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 2022, aproximadamente 72% y 11% de los gastos de la Corporación fueron denominados en pesos colombianos y dólares canadienses, respectivamente. En la medida en que los ingresos y gastos no estén denominados o fuertemente vinculados al dólar estadounidense, la Compañía está expuesta al riesgo de tipo de cambio de moneda extranjera, lo que puede afectar negativamente los resultados financieros de la Compañía. Actualmente, la Compañía no utiliza derivados cambiarios para gestionar los riesgos cambiarios.

Controles de cambio y nuevos impuestos

Las operaciones en el extranjero pueden requerir financiamiento 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 Corporación recibe de sus subsidiarias extranjeras o sucursales de subsidiarias extranjeras. Los controles cambiarios pueden impedir que la Corporación transfiera fondos al extranjero.

No puede garantizarse que las autoridades gubernativas de Colombia no requerirán autorización previa ni otorgarán dicha autorización para que las subsidiarias extranjeras de la Corporación o las sucursales de subsidiarias extranjeras realicen pagos de dividendos a la Corporación y no hay garantía de que no se impondrá un impuesto con respecto a la expatriación de los ingresos de las subsidiarias extranjeras de la Corporación o sucursales de subsidiarias extranjeras. 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 Corporación para realizar actividades cambiarias y también podría tener un efecto adverso importante en sus negocios, situación financiera y resultados de 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 puedan ser perjudiciales para el inversionista, el Banco Central de Colombia podrá 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 intervenga en el futuro, y la Corporación 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 el 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, 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 consolidación exitosa de las funciones y la integración de las operaciones y los 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 las operaciones y los negocios 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 debido a defectos del sistema operativo o uso inapropiado, alteración o manipulación por parte de los empleados. Además, Canacol puede convertirse en el objetivo de ciberataques o violaciones de seguridad de la información que pueden resultar en la emisión, la recopilación, el seguimiento, el uso inapropiado, la pérdida o la destrucción de información privada u otra información. Cualquiera de estos eventos puede perturbar el negocio, resultar en posibles responsabilidades o daño a la reputación o de otro modo tener un efecto adverso en los resultados financieros de Canacol.

Costo de nuevas tecnologías

La industria de petróleo y gas 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 ventajas tecnológicas y pueden en el futuro permitirles implementar nuevas tecnologías antes de que lo haga Canacol. No hay garantía de que Canacol podrá responder a tales presiones competitivas e implementar tales tecnologías de forma oportuna o a un costo aceptable. Una o más de las tecnologías actualmente utilizadas por Canacol o que se implementen en el futuro pueden volverse obsoletas. En ese caso, el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Canacol podrían ser adversamente afectados en forma significativa. Si Canacol no puede usar la tecnología más avanzada comercialmente disponible, el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Canacol pueden ser adversamente afectados en forma significativa.

Dependencia de personal clave

El éxito de Canacol depende de los servicios de un número de miembros de la alta gerencia. La experiencia de estas personas será un factor que contribuya al crecimiento y éxito continuado de Canacol, y existe el riesgo de que la muerte o la salida de una o más de estas personas puedan tener un efecto adverso significativo para Canacol. La capacidad de Canacol de adelantar 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 toda forma de corrupción o soborno, lo cual incluye la exigencia de que todos los empleados participen en un seminario de concientización ética, la aplicación de políticas contra la entrega o aceptación de dineros o regalos en ciertas circunstancias y una certificación anual de cada empleado en la cual cada empleado confirme que ha recibido y entendido las políticas anticorrupción de la Compañía. Es posible que la Compañía o alguna de sus subsidiarias, o alguno de sus empleados o contratistas, sean acusados de soborno o corrupción como resultado de las acciones no autorizadas de sus empleados o contratistas. Si la Compañía es hallada culpable de tal violación, lo cual puede involucrar la falla en tomar medidas efectivas para prevenir o enfrentar la corrupción de sus empleados o contratistas, la Compañía podría verse sometida a onerosas 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 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 varios supuestos, riesgos conocidos y desconocidos e incertidumbres, 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 sustancialmente inexactas.

Calificaciones crediticias

Las calificaciones crediticias pueden no reflejar todos los riesgos asociados con 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 relevante de la capacidad de Canacol para pagar sus obligaciones a partir de las respectivas fechas 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 están destinadas a proporcionar a los inversores 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 ninguno de los Títulos Preferenciales de 2021, porque las agencias de calificación no comentan sobre el precio de mercado o la idoneidad para un inversor en particular. No puede garantizarse que ninguna calificación crediticia asignada a cualquiera de los Títulos Preferenciales de 2021 permanezca vigente durante un período de tiempo determinado o que la agencia de calificación pertinente no reduzca o retire por completo ninguna calificación. Una reducción o retiro de dicha 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 que Canacol puede acceder a los mercados de deuda pública o privada.

Riesgos relacionados con operar en Colombia

Retrasos en la obtención de licencias ambientales y de otro tipo

Las actividades de exploración y desarrollo, así como la construcción de tuberías, están sujetas a numerosos requisitos de licencias y permisos, principalmente relacionados con el medio ambiente. En el pasado reciente, Canacol y otras empresas de recursos naturales en Colombia han experimentado retrasos significativos por parte de las autoridades colombianas con respecto a la emisión de dichas 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 del Gasoducto de Medellín, y podrían afectar la condición financiera de la Corporación y los resultados de las operaciones. No hay garantía de que estos retrasos no continúen o empeoren en el futuro.

Riesgos económicos y legales de los 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 que la Compañía opera sus actividades de exploración, desarrollo y producción, puede tener sistemas legales diferentes o menos desarrollados que Canadá o los 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, ya 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 reglamentos aplicables;

- inconsistencias o conflictos entre y dentro de diversas leyes, reglamentos, 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, lo que crea preocupaciones particulares con respecto a las licencias y los acuerdos para los negocios de la Compañía. Estas licencias y acuerdos pueden ser susceptibles de revisión o cancelación y la reparación legal puede ser incierta o retrasada. 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 los Estados Unidos depende de su progreso en la contención de la producción y el tránsito de drogas ilegales, que está sujeta a una certificación anual del Presidente de los Estados Unidos de América. Aunque Colombia ha recibido una certificación actual, no puede haber garantía de que, en el futuro, Colombia recibirá la certificación o una exención de interés nacional. La falta de certificación o de una exención de interés nacional puede dar lugar a cualquiera de los siguientes casos: se suspendería toda la ayuda bilateral, excepto la ayuda antinarcóticos y humanitaria; el Banco de Exportación e Importación de los Estados Unidos y la Compañía para la Inversión Privada en el Extranjero no aprobarían el financiamiento para nuevos proyectos en Colombia; Los representantes de los Estados Unidos en las instituciones multilaterales de crédito tendrían que votar en contra de todas las solicitudes de préstamo de Colombia, aunque esos votos no constituirían vetos, y el Presidente de los Estados Unidos y el Congreso conservarían el derecho de aplicar futuras sanciones económicas y comerciales.

Cada uno de estos resultados podría tener consecuencias económicas adversas en Colombia, podría aumentar aún más los riesgos políticos y económicos asociados con las operaciones allí y podría amenazar la capacidad de la Compañía para obtener el financiamiento necesario para desarrollar sus propiedades colombianas. No puede haber ninguna 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 proyectos principales de la Compañía se encuentran en Colombia. Como tal, están sujetos a ciertos riesgos, incluidas las fluctuaciones monetarias, la 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 materiales en la inflación o las tasas de interés o las fluctuaciones significativas en el tipo de cambio

podrían resultar en una menor demanda o afectar los precios de los servicios y productos de la Compañía.

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 que tales condiciones no tendrán un efecto adverso material 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 regulatorio 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 producción futuras, los controles de precios, los controles de exportación, los controles de divisas, los impuestos sobre la renta, los impuestos sobre el patrimonio, la expropiación de propiedades, la legislación ambiental y la seguridad del sitio. No puede haber ninguna 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 lo que se refiere a la industria del petróleo y el 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 debido al 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. El Acuerdo de Paz y los programas y políticas del gobierno colombiano que lo implementan han reducido la actividad guerrillera y criminal, particularmente en forma de ataques terroristas, homicidios, secuestros y extorsiones.

Las FARC se convirtieron en un partido político legal con representación en el Congreso colombiano, pero la implementación del Acuerdo de Paz conlleva algunos riesgos, como la aparición de nuevas estructuras criminales compuestas por miembros disidentes de las FARC y la continua actividad guerrillera del Ejército de Liberación Nacional. Las negociaciones de paz tienen por objeto lograr un mayor fortalecimiento y desarrollo institucional, en particular en las regiones rurales. Se percibe que el mayor desafío del gobierno es garantizar que las negociaciones conduzcan a una paz duradera y que los miembros desmovilizados de las FARC se reincorporen a la vida civil, en lugar de reagruparse en bandas criminales.

Los continuos intentos de reducir o prevenir la delincuencia relacionada con las drogas y la actividad guerrillera y paramilitar pueden no tener éxito y una posible escalada de tales actividades delictivas puede tener un impacto negativo en la economía colombiana e interrumpir 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 esta violencia puede afectar sus operaciones en el futuro. Las preocupaciones de seguridad continuas o aumentadas en Colombia también podrían resultar en una pérdida significativa para la Compañía y / o costos que excedan las expectativas actuales. La percepción de que las cosas no han mejorado en Colombia puede obstaculizar la capacidad de la Compañía para acceder al capital de manera oportuna o rentable.

El Acuerdo de Paz ha incrementado la solicitud de restitución de tierras despojadas durante el conflicto, la formación de nuevas fuerzas políticas y el fortalecimiento de grupos de presión social, lo que podría traer cambios en las regulaciones o cambios en las actitudes políticas que están fuera del control de la Compañía y pueden afectar negativamente sus negocios. La exploración puede verse afectada en diversos grados por las regulaciones gubernamentales con respecto a las restricciones a la explotación y producción futuras, los controles de precios, los controles de exportación, los controles de divisas, los impuestos sobre la renta, la expropiación de propiedades, la legislación ambiental y la seguridad del sitio.

Perturbación e inestabilidad social

Las operaciones de la Compañía están en Colombia. Las Compañías que operan en la industria del petróleo y el gas en Colombia han experimentado diversos grados de interrupciones a sus operaciones como resultado de la inestabilidad social y las interrupciones laborales.

La Compañía no puede dar seguridad de que este tipo de inestabilidad social o interrupción laboral no se experimentará en el futuro. En este momento no se sabe cuál puede ser el impacto potencial de la inestabilidad social, las interrupciones laborales y la falta de orden público en el futuro para la industria del petróleo y el gas en Colombia, y para las operaciones de la Compañía en particular. Esta incertidumbre puede afectar las operaciones en formas impredecibles, incluidas las interrupciones de suministros de combustibles y mercados, la capacidad de mover equipos tales como torres de perforación de un sitio a otro, o la interrupción de instalaciones de infraestructura, incluidos los ductos, las instalaciones de producción, las vías públicas, y las estaciones de descarga pueden ser blancos o experimentar daños colaterales como consecuencia de la inestabilidad social, las disputas laborales o las protestas, o la actividad de la guerrilla descrita en este documento. La Compañía puede sufrir pérdida de producción, o puede tener que asumir costos significativos en el futuro para proteger los activos de la Compañía contra tales actividades, asumir cargos de espera por equipos varados o inactivos, o para remediar daños potenciales a las instalaciones de la Compañía. No hay seguridad de que la Compañía tendrá éxito en protegerse contra estos riesgos y las consecuencias financieras relacionadas con ellos. Además, estos riesgos pueden no ser asegurables 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 enfrentada por empresas que operan en industrias de recursos. Es difícil para la Corporación determinar en este momento si este es el comienzo de una agitación social más amplia en Colombia. No hay garantía de que la Corporación no experimente más disturbios laborales en el futuro.

La industria del gas natural en Colombia está menos desarrollada

La industria del petróleo y el gas en Colombia no es tan eficiente o desarrollada como la industria del petróleo y el 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 un conflicto en relación con las operaciones de la Compañía en Colombia, puede estar sometido a la jurisdicción exclusiva de tribunales extranjeros o puede no tener 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 de hacer valer sus derechos con respecto a un organismo gubernamental debido a 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 comerciales importantes. En algunos casos, el incumplimiento de tales formalidades u obtención de pruebas pertinentes puede 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 regulatorias adicionales que puedan adoptarse en el futuro, incluso si tales leyes o regulaciones aumentarían materialmente 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 sometida a controles y regulaciones amplios impuestos por varios niveles de gobierno. Toda la legislación actual es un asunto de registro público y la Compañía no podrá predecir qué legislación adicional o modificaciones pueden promulgarse. Las modificaciones a las leyes, reglamentos y 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 nuevos sistemas de petróleo y gas natural. Propiedades.

Desafíos a las propiedades de la Compañía y otras restricciones de los países en desarrollo

La adquisición del título de propiedad de gas natural en Colombia es un proceso detallado y lento. El título de propiedad de las participaciones de gas natural a menudo no es capaz de una determinación 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 pueda perder todo o una parte de su derecho, título e interés en y para las propiedades a las que 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, en cuyo caso la indemnización puede cuantificarse y pagarse más adelante), la indemnización debe pagarse antes de que el bien 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 el 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, en www.SEDAR.com, 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 - 9th Avenue S.W., Calgary, Alberta, T2P 1K3. Los documentos también serán incluidos en SEDAR, en www.sedar.com.

En los estados financieros comparativos de la Compañía y el informe de discusión y análisis de la administración para el período terminado en diciembre 31 de 2022, 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)**

(Adjunto)



Global Energy Consultants

**FORMULARIO DE INSTRUMENTO NACIONAL 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 diciembre 31 de 2022. Los datos de reservas son estimados de reservas probadas, reservas probables y reservas posibles e ingresos netos futuros relacionados a diciembre 31 de 2022, estimados usando precios y costos previstos.
2. Los datos de reservas son responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los datos de las reservas con base en nuestra evaluación.
3. Llevamos a cabo nuestra evaluación de acuerdo con los estándares establecidos en el Manual Canadiense de Evaluación de Petróleo y Gas (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 Estados Unidos (Sociedad del Petróleo).
4. Tales estándares requieren que planeemos y realicemos una evaluación para obtener una seguridad razonable sobre si los datos de reservas están libres de errores importantes. La evaluación también incluye determinar si los datos de reservas están de acuerdo con los principios y definiciones presentados en el Manual COGE.
5. La siguiente tabla presenta los ingresos netos futuros estimados (antes de la deducción de impuestos de renta) atribuidos a las reservas probadas más probables totales, estimados usando precios y costos previstos y calculados usando una tasa de descuento del 10 por ciento, incluidos en los datos de reservas de la Compañía evaluados por nosotros a diciembre 31 de 2022, e identifica las porciones respectivas de las mismas que hemos evaluado y reportado a la administración de la Compañía:

Evaluador de Reservas	Fecha del Informe de Evaluación	Ubicación de las Reservas	<u>(antes de impuesto de renta, tasa de descuento del 10%)</u>			
			Auditadas (M\$US)	Evaluidas (M\$US)	Revisadas (M\$US)	Total (M\$US)
Boury Global Energy Consultants Limited	Informe de Evaluación de Reservas a diciembre 31 de 2022 sobre Algunas Propiedades de Canacol Energy Ltd., de fecha marzo 7 de 2023	Colombia	-	1.937.282	-	1.937.282

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 de acuerdo con el Manual COGE. No expresamos ninguna opinión sobre los datos de reservas que revisamos pero que no auditamos ni evaluamos.
7. No tenemos responsabilidad de actualizar nuestros informes mencionados en el párrafo 5 en relación con 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 importantes. Sin embargo, toda variación debe ser coherente con el hecho de que las reservas se clasifican de acuerdo con la probabilidad de su obtención.

Firmado con respecto a nuestro informe mencionado anteriormente:

Boury Global Energy Consultants Ltd., Calgary, Alberta, de fecha marzo 7 de 2023

BOURY GLOBAL ENERGY

CONSULTANTS LTD.

(Firma)

Nahla Boury, Ing. P. ICD.D

PERMISO PARA EJERCER BOURY GLOBAL ENERGY CONSULTANTS LTD.	
Firma _____	(Firma) _____
Fecha _____	Marzo 7 de 2023 _____
NÚMERO DE PERMISO: P 14020 La Asociación de Ingenieros Geólogos y	

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 24 de 2023

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.