

CANACOL ENERGY LTD.

**FORMULARIO DE INFORMACIÓN ANUAL
AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024**

FECHA: 20 DE MARZO DE 2025



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.....	16
DESARROLLO GENERAL DEL NEGOCIO.....	16
DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO	21
PROPIEDADES Y OPERACIONES PRINCIPALES.....	277
ESTADO DE DATOS DE RESERVAS Y OTRA INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS.....	35
DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL.....	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
DIVIDENDOS Y DISTRIBUCIONES	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
PRECIO Y VOLUMEN DE NEGOCIACIÓN.....	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
VENTAS PREVIAS.....	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
VALORES EN CUSTODIA	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y DIRECTIVOS.....	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
INFORMACIÓN DEL COMITÉ DE AUDITORÍA.....	64
PROCESOS LEGALES Y ACCIONES DE ENTES REGULADORES.....	67
INTERÉS DE LA ADMINISTRACIÓN Y OTROS EN TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS ...	67
AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADORES.....	67
CONTRATOS SIGNIFICATIVOS.....	67
PARTICIPACIÓN DE EXPERTOS.....	67
FACTORES DE RIESGO	68
INFORMACIÓN ADICIONAL, FINANCIERA Y DE OTRA CLASE.....	900

ANEXOS

ANEXO A	Informe sobre Datos de Reservas de Evaluador de Reservas Independiente Calificado (Formulario 51-101F2)
ANEXO B	Informe de la Administración y la Junta Directiva sobre Revelaciones de Petróleo y Gas (Formulario 51-101F3)
ANEXO 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

“**Títulos Preferenciales de 2021**” significa los títulos preferenciales a 5,75% por un monto de capital total de \$500 millones, cuya fecha de vencimiento final es noviembre 24 de 2028, emitidos por la Corporación en noviembre 24 de 2021 de conformidad con el Contrato de Títulos Preferenciales de 2021. Ver también “*Descripción de la Estructura de Capital – Deuda a 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 a Largo Plazo – Línea de Crédito Rotativo de 2023*”.

“**Línea de Crédito de 2024**” significa el préstamo a plazo preferencial garantizado de \$75 millones con Macquarie Group. El préstamo a plazo causa intereses a una tasa anual de SOFR más 8,0% sobre los montos usados y 2,4% sobre los montos no usados durante el período de compromiso y vence el 3 de septiembre de 2026. Ver también “*Descripción de la Estructura de Capital – Deuda a Largo Plazo – Línea de Crédito de 2024*”.

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

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

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

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

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

“**Informe de BGEC**” significa el informe elaborado por BGEC en marzo 4 de 2025, titulado “Informe de Evaluación de Reservas al 31 de Diciembre de 2024 sobre Ciertas Propiedades de Canacol Energy Ltd.”, con fecha efectiva 31 de diciembre de 2024.

“**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 Corporación, culminada el 30 de noviembre de 2011, conforme a la cual la Compañía adquirió activos de exploración situados en las

cuenclas de los Llanos, Caguán y Magdalena Medio en Colombia. Canacol adquirió todos los títulos emitidos y en circulación de Carrao.

“**Acciones Ordinarias**” significa acciones ordinarias con derecho a voto en el capital de Canacol según está constituido actualmente.

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

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

“**Corporación**” o “**Canacol**” significa Canacol Energy Ltd., y, cuando se usa en el contexto de describir los activos y negocios de la Corporación, 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 Corporación y en el cual la Corporación tiene una participación en la explotación del 100%.

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

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

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

“**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.

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

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

“**SEDAR+**” significa el Sistema de Análisis y Recuperación de Documentos Electrónicos+, al cual se puede acceder en www.sedarplus.ca.

“**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 Corporación de todas las acciones de Shona, una compañía de Columbia Británica que tenía operaciones enfocadas en Colombia.

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

“**Contrato de E&P de SSJN-7**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Valle del Bajo Magdalena en Colombia, operado por Canacol, en el cual la Corporación tiene una participación en la explotación del 100%.

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

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

“**Contrato de E&P de VIM 33**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, operado por la Corporación, en el cual la Corporación tiene una participación en la explotación del 100%.

“**Contrato de E&P de VIM 44**” significa el Contrato de E&P situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, operado por la Corporación, en el cual la Corporación tiene una participación en la explotación del 100%.

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

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

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

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

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

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

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

“**YPFB**” significa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, la compañía estatal boliviana de petróleo y gas.

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 compuesta principalmente por pentanos e hidrocarburos más pesados que existe en fase líquida en yacimientos y permanece líquida a presión y temperatura 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 lugares 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 de exploración 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 solamente en la medida en que haya, precios o costos futuros fijos o actualmente determinables 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 y costos referidos en el literal (a).

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

- (a) realizando asignaciones adecuadas de costos y pérdidas no reclamados estimados llevados al siguiente ejercicio para fines tributarios, entre actividades de petróleo y gas y otras actividades del negocio;
- (b) sin deducir los costos futuros estimados 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 ingresos estimada usando 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 asociados.

“Bruto” significa:

- (a) En relación con la participación de la Corporación 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 Corporación en regalías.
- (b) En relación con pozos, el número total de pozos en los cuales la Corporación tiene una participación; y
- (c) en relación con propiedades, el área total de propiedades en las cuales la Corporación tiene una participación.

“Petróleo crudo pesado” significa petróleo crudo con una densidad relativa superior a 10° de gravedad API e inferior o igual a 22,3° de gravedad API.

“Petróleo crudo ligero” significa petróleo crudo con una densidad relativa superior a 31,1° de gravedad API.

“Petróleo crudo medio” significa petróleo crudo con una densidad relativa superior a 22,3° de gravedad API e inferior 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 Corporación 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 Corporación en pozos, el número de pozos obtenido al sumar la participación en la explotación de la Corporación en cada uno de sus pozos brutos; y
- (c) en relación con la participación de la Corporación en una propiedad, el área total en la cual la Corporación tiene una participación multiplicada por la participación en la explotación que tiene la Corporación.

“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; y
- (e) impuestos, distintos de los de renta y capital.

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

- (a) Los costos de bonos de arrendamientos y opciones de compra o arrendamiento de una propiedad.

- (b) La porción de los costos aplicable a los hidrocarburos cuando se compra la tierra incluidos los derechos a hidrocarburos en el importe; y
- (c) Comisiones de intermediarios, cargos de anotación y registro, costos legales y otros costos en que se incurre en la adquisición de propiedades.

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

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

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

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

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

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

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

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

- (a) “tipo exploratorio”, si no son perforados en una propiedad probada; o
- (b) “tipo de desarrollo”, si son perforados en una propiedad probada. Los pozos estratigráficos de tipo de desarrollo también se denominan “pozos de evaluación”.

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

“Reservas no desarrolladas” son aquellas reservas que se espera obtener de acumulaciones conocidas donde se requiere un gasto significativo (por ejemplo, al compararlo con el costo de perforar un pozo) para que sean aptas para producir. Deben cumplir cabalmente con los requerimientos de la clasificación de reservas (probadas, probables, posibles) a la cual estén asignadas. En grupos

multipozos, puede ser apropiado distribuir las reservas totales del grupo entre las categorías de desarrolladas y no desarrolladas, o subdividir las reservas desarrolladas para el grupo en desarrolladas productivas y desarrolladas no productivas. Esta distribución debe basarse en la evaluación de quien hace la estimación sobre las reservas que serán obtenidas de pozos, instalaciones e intervalos de completamiento específicos en el grupo y su respectivo estado de desarrollo y producción.

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

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

ABREVIATURAS Y CONVERSIÓN

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

Petróleo y Líquidos de Gas Natural		Gas Natural	
bbl	barril	Mcf	miles de pies cúbicos
Mbbl	miles de barriles	MMcf	millones de pies cúbicos
MMbbl	millones de barriles	Mscf	miles de pies cúbicos estándares
bbl/d	barriles por día	Bcf	millardos de pies cúbicos
bopd	barriles de petróleo por día	Mcf/d	miles de pies cúbicos por día
LGN	líquidos de gas natural	MMcf/d	millones de pies cúbicos por día
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 Corporación 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	American Petroleum Institute [Instituto Americano de Petróleo]		
°API	indicación de la gravedad específica del petróleo crudo medida según la escala de gravedad del API. El petróleo líquido con una gravedad específica de 28° API o mayor generalmente se denomina petróleo crudo ligero.		
\$000 o M\$	miles de dólares		
WTI	West Texas Intermediate, el precio de referencia pagado en dólares de EE. UU. en Cushing, Oklahoma, para petróleo crudo de grado estándar.		
kWh	kilovatio-hora		
psi	libras por pulgada cuadrada		

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

Para convertir de	A	Multiplicar por
BOE	Mcf	5,7
Mcf	m ³	28,174
Mcf	MMBTU	1,00532
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 al 31 de diciembre de 2024, 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 al 31 de diciembre de 2024.

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 solamente 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 Corporación en relación con el de sus competidoras y para fines de planeación interna.

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

Para más información con respecto a las medidas financieras que no han sido definidas por los PCGA, incluidas las conciliaciones con la medida de PCGA más cercana comparable, vea la sección de “Medidas que no están en las NIIF” del documento de discusión y análisis de la administración de la Corporación 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 Corporación, contemplada en este Formulario de Información Anual, incluida la evaluación por parte de la administración de los planes y operaciones futuros de la Corporación, 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación difieran sustancialmente de aquellos planteados expresa o tácitamente en cualquier enunciado con proyecciones a futuro hecho por la Corporación o en nombre de ella.

En particular, los enunciados con proyecciones a futuro incluidos en este Formulario de Información Anual comprenden, sin que se limiten a ellos, enunciados con respecto a: tamaño de las reservas de petróleo y gas e ingresos netos futuros derivados de ellas; características de desempeño de las propiedades de petróleo y gas de la Corporación; oferta y demanda de petróleo y gas natural; planes de perforación, incluido el tiempo esperado de los mismos; tratamiento conforme a regímenes reglamentarios del gobierno y leyes tributarias; prospectos financieros y de negocios y pronóstico financiero; resultados de las operaciones; producción, costos futuros, estimados de reservas y producción; actividades por realizar en varias áreas, incluido el cumplimiento de compromisos de exploración; tiempo de perforación, completamiento e interconexión de pozos; acceso a instalaciones e infraestructura; tiempo de desarrollo de reservas no desarrolladas; gastos de capital planeados, la oportunidad de los mismos y el método de financiación; monto, si lo hay, de dividendos para decretar; situación financiera, acceso a capital y estrategia general; cantidad de reservas de la Corporación; y expectativas de la Corporación 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 Corporación 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 limiten a ellos, el impacto de las condiciones económicas y políticas generales en Colombia; las condiciones de la industria, incluidos los cambios de leyes y normas, incluida la adopción de nuevas leyes y normas ambientales, y cambios en cómo son interpretadas y cómo se hacen efectivas en Colombia; volatilidad en precios del mercado para petróleo, LGN y gas natural; imprecisión en los estimados de reservas y recursos; limitaciones operacionales debidas a la deuda; falta de disponibilidad de financiación adicional y socios en empresas conjuntas o cesionarios de participaciones; competencia; resultados de actividades de perforación de exploración y desarrollo y actividades relacionadas; impacto de eventos de salud globales (como la pandemia de COVID-19); falta de disponibilidad de personal calificado; capacidad de la Corporación de obtener reservas y recursos; tasas de producción y tasas de disminución de producción; riesgos ambientales; riesgos relacionados con la capacidad de los socios de financiar programas de trabajo importantes y otros asuntos que requieran aprobación de los socios; potencial de producción y crecimiento de los activos de la Corporación; 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 de tipo de cambio o tasas de interés; cambios en leyes sobre el impuesto de renta o cambios en leyes tributarias y programas

de incentivos relacionados con la industria del petróleo y el gas natural; riesgo de que la Corporación no pueda obtener prórrogas de contratos o no pueda cumplir las obligaciones contractuales requeridas para conservar sus derechos de explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; riesgos asociados a la expansión a nuevas áreas geográficas (como Bolivia); riesgos presentados en este documento bajo el encabezado “*Factores de Riesgo*”; y otros factores, varios de los cuales están más allá del control de la Corporación. 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 Corporación, a la cual se puede acceder a través de SEDAR+.

Aunque los enunciados con proyecciones a futuro contenidos en este Formulario de Información Anual se basan en supuestos que la administración de la Corporación estima razonables, la Corporación 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 Corporación ha hecho asunciones en relación, entre otras cosas, con: los precios vigentes de productos básicos y los regímenes de regalías; la disponibilidad de mano de obra calificada; la oportunidad y el monto de los gastos de capital; el acceso ininterrumpido a la infraestructura; las tasas de cambio futuras; el precio del petróleo, los LGN y el gas natural; el impacto de la creciente competencia; las condiciones de los mercados financieros y económicos generales; la disponibilidad de equipo de perforación y equipo relacionado; los efectos de la regulación de organismos gubernamentales; la posibilidad de obtención de las reservas; las tasas de regalías; los costos operativos futuros; que la Corporación tendrá suficiente flujo de caja, fuentes de deuda o capital u otros recursos financieros requeridos para cubrir sus gastos y requerimientos de capital y operativos según sea necesario; que la gestión y los resultados de las operaciones de la Corporación serán consistentes con sus expectativas; que la Corporación tendrá la capacidad de desarrollar sus propiedades de petróleo y gas en la forma actualmente contemplada; que las condiciones, leyes y normas vigentes o, cuando fuere aplicable, propuestas de la industria continuarán en efecto o según lo previsto, de conformidad con lo descrito en este documento; que los estimados de volúmenes de reservas de la Corporación 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 Corporación 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 Corporación y las expectativas generales de la Corporación en relación con esta industria se basan en estimados preparados por la administración de la Corporación 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 Corporación. 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 Corporación no tiene conocimiento de errores significativos en relación con datos de la industria presentados en este documento, la industria del petróleo y el gas natural involucra numerosos riesgos e incertidumbres y está sujeta a cambios con base en varios factores.

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

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

La administración de la Corporación 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 Corporación, y tal información puede no ser apropiada para otros fines. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Corporación pueden diferir sustancialmente de aquellos planteados expresa o tácitamente en los enunciados con proyecciones a futuro y, de acuerdo con ello, no puede asegurarse que alguno de los eventos anticipados por los enunciados con proyecciones a futuro tendrá lugar u ocurrirá, ni, si alguno de ellos ocurre, qué beneficios resultarán del mismo para la Corporación. Estos enunciados con proyecciones a futuro se hacen a la fecha de este Formulario de Información Anual y la Corporación niega toda intención u obligación de actualizar públicamente cualquier enunciado con proyecciones a futuro, sea como resultado de nueva información, eventos o resultados futuros, o por otra razón distinta a lo exigido por leyes bursátiles aplicables.

NOMBRE Y CONSTITUCIÓN

La Corporación fue constituida de acuerdo con las disposiciones de la *Ley de Sociedades de Columbia Británica* el 20 de julio de 1970, y fue continuada de conformidad con la ABCA el 24 de noviembre de 2004. El 12 de febrero de 2009, la Corporación cambió su nombre a “Canacol Energy Ltd.”

El 17 de enero 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**”).

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

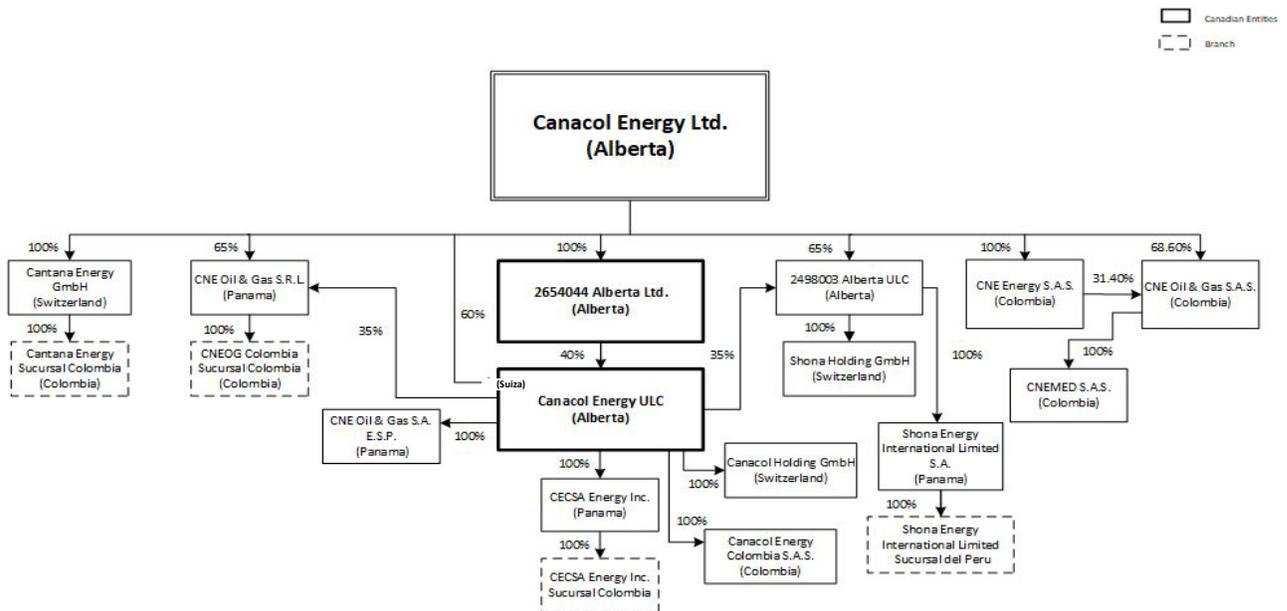
La oficina principal de la Corporación está situada en 2000, 215 - 9th Avenue S.W., Calgary, Alberta, T2P 1K3. La Corporación tiene una sucursal física en Bogotá, Colombia, en la Calle 113 No. 7-45, Torre B, Oficina 1501. La oficina registrada de la Corporación está situada en 1000, 250 - 2nd Street S.W., Calgary, Alberta T2P 0C1.

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

RELACIONES ENTRE COMPAÑÍAS

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, la Corporación completó una reestructuración corporativa de curso normal en virtud de la cual, entre otras transacciones, la Corporación formó una nueva sociedad de responsabilidad limitada, 2498003 Alberta ULC, transfirió los activos y pasivos de Shona Energy Limited Partnership y Shona Energy Holding Limited Partnership a la nueva sociedad de responsabilidad limitada, y luego disolvió cada una de las sociedades Shona Energy Limited Partnership y Shona Energy Holding Limited Partnership y los socios generales de las mismas

La siguiente tabla establece la relación de la Corporación con cada subsidiaria importante de la misma y sus respectivas jurisdicciones de constitución a la fecha del presente documento.



[Switzerland = Suiza]

DESARROLLO GENERAL DEL NEGOCIO

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

Desde 2008, la Corporación 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) la adquisición a Frontera Energy Corporation de una participación del 50% en el Contrato de E&P de SSJN-7 situado en la Cuenca de San Jacinto, y la posterior adquisición del restante 50% a ONGC Videsh Ltd.; (v) el Contrato de E&P de VIM 33 situado en la Cuenca del Bajo Magdalena y los Contratos de E&P de VMM 45 y VMM 49 situados en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, cada uno adjudicado en una ronda de licitaciones administrada por la ANH en 2019; (vi) el Contrato de E&P de VIM 44 situado en la Cuenca del Bajo Magdalena y el Contrato de E&P de VMM 47 situado en la Cuenca del Magdalena Medio, cada uno adjudicado en una ronda de licitaciones administrada por la ANH en 2020; y (vii) el Contrato de E&P de VMM 10-1 y el Contrato de E&P de VMM 53, cada uno situado en la Cuenca

del Valle del Magdalena Medio, cada uno adjudicado en una ronda de licitaciones administrada por la ANH en 2021.

Durante y después de 2012, la Corporación 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 el 31 de diciembre de 2018, la Corporación enajenó la mayoría de sus activos de petróleo convencionales en Colombia para convertirse en una compañía principalmente enfocada en Colombia, en la exploración y producción de gas convencional. La Corporación es ahora la compañía independiente más grande de exploración y producción de gas natural en Colombia.

Historia de Tres Años

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

Período del 1ro. de Enero de 2022 al 31 de Diciembre de 2022

El 28 de enero de 2022, la Corporación anunció que compró 5.307.700 Acciones Ordinarias anteriores a la Consolidación a C\$3,15 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación bajo su oferta de emisor de curso normal, con base en la exención de compra en bloque en virtud de las reglas de oferta de emisor de curso normal. La compra se realizó a un tercero en condiciones de libre competencia a través de la TSX.

El 17 de marzo de 2022, la Corporación anunció que había decretado un dividendo de C\$0,052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero el 19 de abril de 2022, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada del 31 de marzo de 2022.

El 6 de mayo de 2022, la Corporación anunció que su nuevo proyecto de gasoducto de 20 pulgadas por construir de la planta de tratamiento de gas de Canacol en Jobo a la ciudad de Medellín situada aproximadamente 300 km al sur (el **“Gasoducto de Medellín”**) fue declarado un Proyecto de Interés Nacional Estratégico (PINE) por el Gobierno de Colombia.

El 20 de junio de 2022, la Corporación anunció que había decretado un dividendo de C\$0,052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero el 15 de julio de 2022, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada del 30 de junio de 2022.

El 7 de julio de 2022, la Corporación anunció que el Sr. William Satterfield fue promovido al cargo de Vicepresidente Sénior de Exploración, en reemplazo del Sr. Mark Teare.

El 19 de septiembre de 2022, la Corporación anunció que había decretado un dividendo de C\$0,052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero el 17 de octubre de 2022, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada del 30 de septiembre de 2022.

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

El 14 de diciembre de 2022, la Corporación anunció que había decretado un dividendo de C\$0,052 por Acción Ordinaria anterior a la Consolidación, pagadero el 16 de enero de 2023, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada del 29 de diciembre de 2022.

El 19 de diciembre de 2022, la Corporación anunció que los Accionistas aprobaron la Consolidación y el Nuevo Estatuto No. 1 en la asamblea extraordinaria de Accionistas realizada el 19 de diciembre de 2022.

Periodo del 1ro. de Enero de 2023 al 31 de Diciembre de 2023

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

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

El 22 de febrero de 2023, la Corporación anunció que suscribió la Línea de Crédito Rotativo de 2023.

El 16 de marzo de 2023, la Corporación anunció que había decretado un dividendo de C\$0,26 por Acción Ordinaria, pagadero el 17 de abril de 2023, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada del 31 de marzo de 2023.

El 20 de junio de 2023, la Corporación anunció que había decretado un dividendo de C\$0,26 por Acción Ordinaria, pagadero el 17 de julio de 2023, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada del 30 de junio de 2023.

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

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

El 14 de septiembre de 2023, la Corporación anunció que había decretado un dividendo de C\$0,26 por Acción Ordinaria, pagadero el 16 de octubre de 2023, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada del 29 de septiembre de 2023.

El 16 de octubre de 2023, la Corporación anunció que presentó un informe de alerta temprana en relación con el ejercicio el 13 de octubre de 2023 por parte de Canacol de 18.357.602 opciones de compra de 18.357.602 acciones ordinarias en el capital de Arrow, una compañía cotizante en la Bolsa de Valores TSX Venture y en el Mercado AIM de la Bolsa de Valores de Londres, a un precio de ejercicio de £0,09 (C\$0,15) por acción. Las opciones fueron adquiridas por Canacol en virtud de una colocación privada completada por Arrow el 25 de octubre de 2021. Tras el ejercicio de las opciones, Canacol tenía un total de 60.072.807 acciones ordinarias de Arrow, que representaban aproximadamente el 22,5% de las acciones ordinarias de Arrow emitidas y en circulación en ese momento.

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

El 19 de octubre de 2023, la Corporación anunció la terminación por parte de ella tanto del contrato de venta de gas en firme a largo plazo con Empresas Públicas de Medellín E.S.P. y del proyecto del Gasoducto de Medellín.

El 19 de octubre de 2023, la Corporación también anunció que le fueron adjudicados tres Contratos de E&P con YPFB, la compañía estatal boliviana de petróleo y gas, y la colocación de garantías iniciales por un total de \$1,4 millones en conexión con dichos Contratos de E&P. La Corporación también solicitó y posteriormente obtuvo la aprobación del gobierno para la adjudicación de un cuarto Contrato de E&P.

El 20 de diciembre de 2023, la Corporación anunció que había decretado un dividendo de C\$0,26 por Acción Ordinaria, pagadero el 15 de enero de 2024, a los Accionistas registrados al cierre de la jornada del 29 de diciembre de 2023.

Período del 1ro. de Enero de 2024 al 31 de Diciembre de 2024

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

El 26 de abril de 2024, Canacol vendió la totalidad de sus participaciones en Arrow de 60.072.807 acciones por unos ingresos brutos de aproximadamente \$13,8 millones, a través del mercado AIM de la Bolsa de Valores de Londres.

El 27 de junio de 2024, la Corporación anunció los resultados de su asamblea general anual de accionistas celebrada el 27 de junio de 2024, que incluyó, entre otros asuntos, el nombramiento del Sr. Silvestre Tovar Leopard como miembro de la Junta Directiva.

El 3 de septiembre de 2024, la Corporación anunció que suscribió la Línea de Crédito de 2024. En relación con la Línea de Crédito de 2024, la Corporación emitió 1.888.448 garantías de compra de acciones ordinarias a Macquarie Group. Cada una de las garantías da derecho al titular a comprar una Acción Ordinaria a un precio de ejercicio de C\$3,80, con fecha de vencimiento el 11 de septiembre de 2027.

Las actualizaciones operativas para el período terminado el 31 de diciembre de 2024 incluyen:

- El 27 de marzo de 2024, la Corporación anunció que el 19 de febrero de 2024 inició la perforación del pozo de exploración Pomelo 1, ubicado en el Contrato de E&P de VIM 21, y el 3 de marzo de 2024 alcanzó una profundidad total de 12.276 pies de profundidad medida. El pozo encontró una profundidad vertical real de 96 pies de zona neta de gas con una porosidad promedio de 21% dentro del depósito primario de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo fue probado y puesto en producción.
- El 18 de abril de 2024, la Corporación anunció que el 2 de abril de 2024 inició la perforación del pozo de exploración Chontaduro 1, ubicado en el Contrato de E&P de VIM 21, y el 8 de abril de 2024 alcanzó una profundidad total de 9.625 pies de profundidad medida. El pozo encontró una profundidad vertical real de 123 pies de zona neta de gas con una porosidad promedio de 21% dentro del depósito primario de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo fue probado y puesto en producción.
- El 29 de abril de 2024, la Corporación anunció que el 18 de abril de 2024 inició la perforación del pozo de evaluación Chontaduro 2, ubicado en el Contrato de E&P de VIM 21, y el 27 de abril de 2024 alcanzó una profundidad total de 10.026 pies de profundidad medida. El pozo encontró una profundidad vertical real de 88 pies de zona neta de gas con una porosidad promedio de 23% dentro del objetivo primario del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo fue probado y puesto en producción.
- El 20 de septiembre de 2024, la Corporación anunció que el pozo de exploración Cardomomo 1, ubicado en el Contrato de E&P de VIM 5, fue perforado a una profundidad total de 11.591 pies de profundidad medida. El pozo encontró una profundidad vertical real de 203 pies de areniscas porosas netas dentro del objetivo primario del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro con cantidades no comerciales de gas natural. El pozo fue abandonado.
- El 2 de diciembre de 2024, la Corporación anunció que el 7 de noviembre de 2024 inició la perforación del pozo de exploración Kite-1, ubicado a medio camino entre los campos productores de gas Palmer y Pomelo, y alcanzó una profundidad total de 9.316 pies de profundidad medida. El pozo encontró una profundidad vertical real de 102 pies de columna de gas bruto dentro del objetivo primario del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo fue probado y puesto en producción.

- El 2 de diciembre de 2024, la Corporación también anunció que el 4 de octubre de 2024 inició la perforación del pozo Níspero-2 y alcanzó una profundidad total de 10.915 pies de profundidad medida. El pozo encontró una columna de gas bruto de 625 pies de profundidad vertical real dentro del objetivo primario del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo fue probado y puesto en producción.
- El 2 de diciembre de 2024, la Corporación anunció que el 23 de noviembre de 2024 inició la perforación del pozo de exploración Pibe-1, ubicado a aproximadamente 4 km al norte del reciente descubrimiento Chontaduro-1, y alcanzó una profundidad total de 11.000 pies de profundidad medida. El pozo encontró una profundidad vertical real de 1.044 pies de columna de gas bruto dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo fue probado y puesto en producción.

Desarrollos Recientes

El 27 de enero de 2025, la Corporación anunció que ha completado la firma de cuatro Contratos de E&P con YPF. Los cuatro Contratos de E&P, Tita, Arenales, Ovai y Florida Este, están ubicados dentro de la prolífica cuenca subandina en la parte centro-sur de Bolivia, y son adyacentes a campos productores de gas, gasoductos de exportación y otras instalaciones. Se ha depositado un total de aproximadamente \$2.000.000 en garantías para asegurar los cuatro Contratos de E&P. La aprobación final de los cuatro Contratos de E&P por parte del Congreso boliviano se prevé para el cuarto trimestre de 2025, lo que establecerá la fecha de entrada en vigor de los contratos y permitirá el inicio de las actividades de desarrollo y exploración. El compromiso de programa de trabajo mínimo asociado a los cuatro Contratos de E&P es de aproximadamente \$30 millones gastados durante un período de cinco años.

Las actualizaciones operativas posteriores al período terminado el 31 de diciembre de 2024 incluyen:

- El 27 de enero de 2025, la Corporación anunció que el pozo Natilla-2 ST1, ubicado en el Contrato de E&P de SSJN-7, alcanzó una profundidad total de 15.050 pies de profundidad vertical real cerca de la base de la Formación Porquero, el punto de revestimiento intermedio planeado del pozo situado justo encima del objetivo primario de arenisca subyacente de Ciénaga de Oro. El pozo encontró una sección bruta de arenisca y lutitas intercaladas de aproximadamente 550 pies de profundidad vertical real dentro de Porquero con buena calidad de depósito, como lo indican los registros sísmicos y de resistividad recolectados durante la perforación. La Corporación tiene la intención de establecer una vía lateral dentro de la Formación Porquero Inferior con el fin de perforar hasta la parte superior del objetivo primario del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro y colocar un revestimiento, antes de perforar a través de Ciénaga de Oro a una profundidad total de aproximadamente 16.500 pies de profundidad vertical real.
- El 27 de enero de 2025, la Corporación también anunció que el 19 de enero de 2025 inició la perforación del pozo de evaluación Lulo-3 y el 24 de enero de 2025 alcanzó una profundidad total de 8.209 pies de profundidad medida. El pozo encontró una profundidad vertical real de 101 pies de columna de gas bruto dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo fue probado y puesto en producción.
- El 27 de enero de 2025, la Corporación también anunció que el 21 de diciembre de 2025 inició la perforación del pozo de desarrollo Clarinete-11 y el 1 de enero de 2025 alcanzó una profundidad total de 8.695 pies de profundidad medida. El pozo encontró aproximadamente 205 pies de profundidad vertical real de columna de gas bruto dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro. El pozo fue probado y puesto en producción.
- El 27 de enero de 2025, la Corporación también anunció que el 19 de diciembre de 2024 inició la perforación del pozo de evaluación Pibe-2 y alcanzó una profundidad total de 9.392 pies de profundidad vertical real. No se encontró gas comercial dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro y el pozo fue posteriormente abandonado.

Adquisiciones Significativas

Durante el período terminado el 31 de diciembre de 2024, la Corporación no completó ninguna adquisición significativa según lo definido en NI 51-102.

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

General

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

El portafolio de activos de la Corporación comprende propiedades de producción, desarrollo, evaluación y exploración. Todas las operaciones de petróleo y gas de la Corporación están actualmente situadas en tierra en Colombia, concentradas en las regiones de los Llanos y el Magdalena. Los activos principales de exploración y producción de gas natural convencional de la Corporación, el Contrato de E&E de Esperanza y los Contratos de E&P de VIM 5, VIM 33 y VIM 21, están situados en la cuenca del Bajo Magdalena en el norte de Colombia. Ver también *“Descripción del Negocio y las Operaciones – Propiedades y Operaciones Principales”*.

Estrategia de Exploración y Desarrollo

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

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

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

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

Condiciones Competitivas

La industria del petróleo y el gas es altamente competitiva. La posición de la Corporación 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 Corporación incluyen compañías grandes, medianas y pequeñas de petróleo y gas y otros productores y operadores individuales, muchos de los cuales tienen sustancialmente más recursos financieros y humanos y una infraestructura más desarrollada y amplia. Los competidores más grandes de la Corporación, 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 Corporación lleva a cabo sus negocios, lo cual afecta adversamente la posición competitiva de la Corporación. Los competidores de la Corporación 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 Corporación de adquirir propiedades adicionales en el futuro dependerá de la capacidad de la Corporación para desarrollar operaciones eficientes, evaluar y seleccionar propiedades adecuadas, implementar tecnologías avanzadas, y cerrar transacciones en un entorno 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 Corporación por lo general no es cíclico. La exploración y el desarrollo de las reservas de petróleo y gas natural dependen del acceso a áreas donde debe llevarse a cabo la producción. La variación estacional del clima, incluyendo las temporadas lluviosas, afecta el acceso en ciertas circunstancias. Consulte también *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol”*.

Habilidades y Conocimientos Especializados

Las operaciones en la industria del petróleo y el gas natural hacen que Canacol requiera profesionales con habilidades y conocimientos en diversos campos de especialización. En el curso de su exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos, la Corporación utiliza la pericia de geofísicos, geólogos e ingenieros de petróleos. La Corporación 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

Al 31 de diciembre de 2024, la Corporación tenía aproximadamente el equivalente a 423 empleados de tiempo completo en todo el mundo, de los cuales 141 empleados de tiempo completo estaban trabajando en el segmento de exploración y producción. Además, la Corporación 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 Corporación están situados en una jurisdicción extranjera. En consecuencia, la Corporación está sujeta a incertidumbres políticas, económicas y de otro tipo, incluyendo, entre otros, cambios, a veces frecuentes, en políticas energéticas o en el personal que las administra, nacionalización, expropiación de propiedades sin compensación justa, cancelación o modificación de derechos contractuales, restricciones en el cambio de divisas, fluctuaciones de monedas, aumentos de regalías e impuestos, y otros riesgos derivados de la soberanía de gobiernos extranjeros sobre las áreas en las cuales se desarrollan las operaciones de la Corporación, 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 Corporación. Las operaciones internacionales de la Corporación 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 Corporación 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 Corporación estima que sus operaciones cumplen en todos los aspectos importantes con las leyes ambientales aplicables.

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

Históricamente, las exigencias de protección ambiental no han tenido un efecto financiero u operacional significativo en los gastos de capital, las ganancias o la posición competitiva de la Corporación. Las exigencias ambientales no tuvieron un efecto significativo en tales aspectos en el año fiscal de 2024. Sin embargo, en tanto la tendencia a estándares más estrictos en la legislación y regulación ambiental continúa, la Corporación 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 Corporación. Consulte los *“Factores de Riesgo”*.

Políticas Ambientales, de Salud y de Seguridad

Las principales estrategias ambientales de la Corporación incluyen la preparación de evaluaciones integrales de impacto ambiental y la elaboración de planes de manejo ambiental específicos para cada proyecto. Canacol insta a que la comunidad local se involucre en la planeación ambiental a fin de crear una relación positiva entre el negocio de gas y las industrias locales existentes. La práctica de la Corporación es hacer todo lo que razonablemente pueda para asegurar que se mantenga sustancialmente en cumplimiento de la legislación de protección ambiental. Canacol está comprometida a cumplir con sus responsabilidades para proteger el medio ambiente en donde sea que opere y tomará las medidas que sean requeridas para garantizar el cumplimiento de la legislación ambiental. Los programas de seguimiento y reporte del desempeño en materia ambiental, de salud y seguridad (**“EH&S”** [por sus siglas en inglés]) en las operaciones del día a día, así como las inspecciones y evaluaciones, están diseñados para dar seguridad de que se cumplen los estándares ambientales y normativos. La Corporación 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 Corporación 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 Corporación y sus estrategias y políticas EH&S, incluyendo el plan de respuesta a emergencias de la

Corporación. La administración informa a la Junta Directiva a través del Comité Ambiental, Social y de Gobierno (“**ASG**”) con respecto a los asuntos EH&S.

Estrategia ASG

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

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

En 2024, la Corporación cumplió el 98,4% de sus objetivos ASG establecidos para el año. El Comité ASG ayudó a la Junta Directiva a cumplir con sus responsabilidades de supervisión con respecto a la gestión climática, la estrategia de diversidad e inclusión, el compromiso de ciberseguridad y las iniciativas sociales de la Corporación. En forma consistente con esta función, el Comité ASG sirvió como una parte independiente para monitorear la integridad y el cumplimiento de la estrategia ASG de Canacol.

Aspectos ASG Destacados de 2024

Ambientales

- Ninguna operación en áreas de Categoría I-IV de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN) ni en áreas del patrimonio mundial de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO [por su sigla en inglés]).
- Información de emisiones de alcances 1, 2 y 3 verificada por un tercero y un auditor externo.
- No se identificó estrés hídrico en las regiones donde opera la Corporación.
- Evaluación y coordinación continuas de cargas eléctricas para mejorar significativamente la eficiencia energética y de emisiones de carbono. La mayor parte de la energía usada para las operaciones de Canacol proviene del gas natural de producción propia, complementado con energía solar en lugares remotos.
- La ejecución del 100% de los proyectos de conservación de la naturaleza de Canacol con actores locales, para fortalecer la protección de la biodiversidad en los departamentos de Córdoba y Sucre en Colombia.

- Canacol se ha fijado como objetivo la neutralidad de carbono en 2050 para las emisiones de alcances 1 y 2. Además, la Corporación tiene como objetivo reducir sus emisiones de CO2e en un 50% para 2035, en comparación con la línea de base de 2022 para los alcances 1 y 2.
- 12% de agua usada o reciclada en las operaciones de la Corporación.

Sociales

- Canacol obtuvo el sello Equipares Oro del Ministerio de Trabajo de Colombia y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.
- La Corporación recibió el reconocimiento del Pacto Mundial para las prácticas de Desarrollo Sostenible por la contribución de la Corporación al Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 5, a través de la práctica "Mujeres Líderes y Emprendedoras" dirigida a mujeres en comunidades rurales.
- Las compras de la Corporación en un 96% fueron locales, regionales y nacionales.
- Canacol marcó el ritmo del sector de petróleo y gas de Colombia con una fuerza laboral que es 36% femenina, un porcentaje más alto que el promedio mundial de la industria de petróleo y gas del 22% y que el promedio nacional de Colombia de 27%.
- El Proceso de Evaluación y Selección ASG y el Código de Conducta de los Proveedores fueron implementados.
- Se implementaron más de 20 proyectos sociales que beneficiaron a 5.513 personas.
- La Corporación recibió el Reconocimiento "Hechos de Sostenibilidad" de la ACP por la práctica "Canacol una cultura enfocada en el respeto y la garantía de los Derechos Humanos".

De Gobierno

- Plan de bonificación anual basado en objetivos corporativos e individuales específicos para todos los ejecutivos y empleados.
- Programa de incentivos y remuneración a largo plazo basado en medidas y desempeño ASG específicos.
- 14% de representación femenina en la Junta Directiva, cumpliendo el objetivo de diversidad de género de la Corporación.
- Se ha operado sin que se hayan reportado infracciones éticas o violaciones de derechos humanos.
- Continuó la capacitación de concientización en ciberseguridad para el 100% del personal y contratistas críticos.
- Se capacitó al 100% de los empleados en el Código de Ética y Conducta Empresarial y en políticas anticorrupción.
- Se capacitó al 100% de los proveedores en el Código de Conducta y Ética para Contratistas y Proveedores.

- Se actualizó la política de gestión y supervisión de riesgos establecida y monitoreada por el Comité de Auditoría.
- Se mantuvo el Sistema de Gestión de Seguridad de la Información obteniendo la recertificación en la Norma ISO IEC 27001:201.
- Se mantuvo el estatus de Miembro Comprometido de la Iniciativa de Principios Voluntarios.

Desempeño de las Calificaciones ASG

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

- *Calificación ASG de MSCI*: Calificada con A, con un aumento en desempeño, gestión y prácticas.
- *Riesgo ASG de Sustainalytics*: Calificada con 24.3 – 4º percentil superior en la industria de productores de petróleo y gas en todo el mundo.
- *Evaluación de Sostenibilidad Corporativa*: Canacol fue incluida en el Anuario de Sostenibilidad Global de S&P de 2024 por alto desempeño en prácticas sostenibles. Canacol fue la mejor compañía en gobierno corporativo en el segmento de exploración y producción e integrado de petróleo y gas y se ubicó en el 10% superior de la industria en general. Mejoró con respecto a una calificación de 69 a 75.
- *Calificación Corporativa ASG de ISS*: La calificación de Canacol aumentó de C+ a B-. Mejor desempeño que el promedio de la industria en temas claves.
- *Calificación Climática de CDP*: Se obtuvo una calificación de B en Cambio Climático y en el primer año de participación una calificación de B en Seguridad Hídrica, ubicando a Canacol por encima de los promedios de la industria y destacando su dedicación a la producción responsable de energía limpia.

Perspectivas ASG para 2025

La Corporación ve el año 2025 como una oportunidad significativa para consolidar la integración de su estrategia ASG en su cadena de valor, para aprovechar oportunidades y mitigar riesgos. Algunos de los hitos establecidos y por lograr en 2025 son:

- Continuar logrando que no ocurran accidentes ni eventos ambientales de incumplimiento.
- Establecer metas cuantitativas (indicadores de gestión) para cada una de las áreas de gestión: energía, residuos, agua, biodiversidad y emisiones.
- Desarrollar una política de eficiencia energética que incluya auditorías para identificar oportunidades de mejora del rendimiento energético, objetivos cuantitativos para la reducción del consumo de energía, inversiones en innovación o investigación y desarrollo para disminuir el consumo de energía, y capacitación en eficiencia energética ofrecida a los empleados para crear conciencia sobre la reducción del uso de energía.
- Actualizar el compromiso de administración del agua para incluir la evaluación del uso del agua a fin de identificar oportunidades para mejorar la eficiencia del agua y los objetivos públicos de reducción.

- Elaborar un informe sobre los riesgos y oportunidades relacionados con la naturaleza en el marco del Grupo de Trabajo sobre Divulgaciones Financieras Relacionadas con la Naturaleza (TNFD [por su sigla en inglés]).
- Ejecutar el plan de reducción emisiones de metano de la Corporación para cumplir con el objetivo de Cero Metano para 2026.
- Publicar la estrategia de economía circular de la Corporación para responder a las solicitudes de los inversionistas.
- Medir el impacto (efectividad, sostenibilidad y relevancia) del 100% de los proyectos de inversión social.
- Desarrollar criterios ASG para la evaluación y selección de proveedores en la evaluación estratégica de abastecimiento.
- Mantener los indicadores de seguridad industrial de la Tasa de Frecuencia Total de Incidentes Registrables (TRIFR [por su sigla en inglés]) y la Tasa de Frecuencia de Lesiones con Tiempo Perdido (LTIFR [por su sigla en inglés]) de la fuerza laboral (contratistas y empleados) por debajo de 1,95.
- Realizar pruebas anuales de estrés y sensibilidad a los riesgos estratégicos más relevantes.
- Capacitar al 100% del personal y de los contratistas estratégicos en las actualizaciones de los Sistemas de Autocontrol y Gestión de Riesgos de Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo (SAGRILAF) y los Programas de Transparencia y Ética Empresarial (PTEE).
- Capacitar al 100% del personal y de los contratistas estratégicos en Persona Expuesta Políticamente (PEP), propietario beneficiario, conflicto de intereses y señales de advertencia.
- Continuar logrando cero violaciones de derechos humanos por parte de los empleados de la Corporación y los contratistas de seguridad física.
- Mantener un 10-20% de representación femenina en la Junta Directiva.

PROPIEDADES Y OPERACIONES PRINCIPALES

La siguiente es una descripción de las propiedades y operaciones principales de petróleo y gas de la Corporación al 31 de diciembre de 2024.

Colombia

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

El modelo de Contrato de E&P incluye tres etapas diferentes: exploración, evaluación y producción. La etapa exploratoria se divide en fases exploratorias: dos fases del "Período de Exploración", cada una de tres años, y la posibilidad de optar por un "Programa Exploratorio Posterior" de dos fases adicionales, cada una de 18 meses. A cada uno de los descubrimientos obtenidos se le aplicará el período de

evaluación, cuyo plazo podrá ser de uno a tres años, dependiendo de las actividades de evaluación propuestas y del tipo de hidrocarburo por evaluar. La etapa de producción se extiende por un período de 24 años desde la declaración de comercialidad de cada "Área de Producción", con la posibilidad de extenderse hasta el límite económico.

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

El siguiente cuadro resumen presenta información general sobre las propiedades y operaciones de petróleo y gas en Colombia de la Corporación al 31 de diciembre de 2024. La producción diaria promedio de los bloques operados por la Corporación en Colombia para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue de 29.597 boe/d.

Activo	Petróleo / Gas	Tipo	Estado	Acres Brutos	Acres Netos	% de Participación en la Explotación de Canacol	Socio(s)	Tipo de Contrato	
Cuenca del Bajo Magdalena									
1	VIM 5	Gas	Convencional	Exploración	638.502	638.502	100%	ANH	
2	VIM 21	Gas	Convencional	Exploración	51.317	51.317	100%	ANH	
3	VIM 33	Gas	Convencional	Evaluación	6.105	6.105	100%	ANH	
4	Esperanza	Gas	Convencional	Producción	16.062	16.062	100%	ANH	
5	SSJN-7	Gas	Convencional	Exploración	668.919	668.919	100%	ANH	
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 del 80%)	ANH
8	VMM 3	Petróleo	No Convencional	Exploración	83.311	16.662	20%	ConocoPhillips (operador del 80%)	ANH
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 49	Gas	Convencional	Exploración	148.244	148.244	100%	ANH	
12	VMM 53	Gas	Convencional	Exploración	128.592	128.592	100%	ANH	
Cuenca de los Llanos									
13	Rancho Hermoso ⁽¹⁾	Petróleo	Convencional	Producción	10.238	10.238	30%	Ecopetrol	Ecopetrol
Total					2.080.621	1.955.527			

Nota:

(1) El 2 de diciembre de 2021, la Corporación, 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 Corporación continuará operando los pozos con un precio de tarifa establecido de \$17,36 por boe bruto producido de los pozos. El 23 de diciembre 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 Corporación en Colombia al 31 de diciembre de 2024.

Cuenca del Bajo Magdalena

La mayor parte de la posición de superficie altamente prospectiva de la Corporación está en la Cuenca del Valle del Bajo Magdalena, situada en la parte noroeste de Colombia. La Cuenca del Valle del Bajo

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

Contrato de E&P de VIM 5

La Corporación 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 Corporación, 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 638.502 acres.

Este bloque actualmente está en la primera fase de una Fase de Exploración Posterior (PEP-1 [por su sigla en inglés]) ampliada que termina el 12 de abril de 2025. El compromiso inicial para esta fase se cumplió por anticipado con la perforación del pozo Gaiteros-1 A3. Los compromisos adicionales para esta fase transferidos del Contrato de E&E de Esperanza y el Contrato de E&P de VIM 19 incluyen el pozo Corneta-1 A3 cumplido, y la sísmica 3D adquirida y procesada de Timbal 3D (105,2 km²) y Charango 3D (363,4 km²) para un total combinado de 468,6 km² de sísmica 3D.

El 15 de diciembre de 2023, la ANH aprobó la prórroga adicional por dos años de PEP-1 hasta el 12 de abril de 2025, con el compromiso de adquisición de 60 km² de sísmica 3D, que se cumplió con la adquisición de 85 km² del Programa de Sísmica 3D de Macao. El Plan Integral de Gestión de Cambio Climático ha sido presentado por la Corporación.

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

El bloque VIM 5 contiene cinco campos productores de gas (Clarinete, Pandereta, Acordeón-Ocarina, Saxofón y Claxon) operados bajo un contrato con la ANH y produce gas natural seco para venta a clientes locales en virtud de contratos de largo plazo. El campo más significativo es Clarinete. La producción diaria promedio del bloque VIM 5 para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue de 17.410 boe/d.

Contrato de E&P de VIM 21

La Corporación obtuvo su participación en la explotación en el Contrato de E&P de VIM 21 a través de la Adquisición de Shona. La Corporación, a través de su subsidiaria CNE Oil & Gas S.R.L. totalmente de su propiedad (que actúa a través de su sucursal CNEOG Colombia Sucursal Colombia), tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VIM 21. El Contrato de E&P de VIM 21 está situado en los Departamentos de Sucre y Córdoba, cubre un área total de 51.317 acres y es adyacente al Contrato de E&E de Esperanza y al Contrato de E&P de VIM 5.

El Contrato de E&P de VIM 21 se encuentra actualmente en la primera fase de PEP-1, y la ANH aprobó una prórroga de dos años de esta fase hasta el 12 de diciembre de 2025, con el compromiso de adquisición de 60 km² de sísmica 3D junto con la retención por la Corporación del 100% del área de exploración. El compromiso contractual de PEP-1 consiste en la perforación de un pozo A3, que se cumplió con la perforación del pozo Carambolo-1. PEP-1 terminará el 12 de diciembre de 2025 y el 50% de la superficie de exploración del contrato deberá devolverse a la ANH en ese momento, excluyendo las áreas en explotación o evaluación. Después de PEP-1, el contrato entrará en PEP-2 con una duración de 18 meses y tiene como compromiso contractual la perforación de un pozo A3. El Plan Integral de Gestión de Cambio Climático ha sido presentado por la Corporación.

El bloque VIM 21 contiene seis campos productores de gas (Toronja, Breva/Arándala, Fresa, Cornamusa, Lulo y Aguas Vivas) y un área de evaluación (Carambolo) operados bajo un contrato con la ANH. Estos campos producen gas natural seco para venta a clientes locales en virtud de contratos de largo plazo. La producción diaria promedio del bloque VIM 21 para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue de 7.252 boe/d.

Contrato de E&P de VIM 33

La Corporación, a través de su subsidiaria CNE Oil & Gas S.A.S. totalmente de su propiedad, tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VIM 33, el cual fue adjudicado a la Corporación 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 6.105 acres.

La Corporación se comprometió con un programa de trabajo exploratorio, el cual incluyó 61,5 km² de sísmica 3D y un pozo de exploración A3 en una fase de tres años (fase 1) que terminó el 23 de mayo de 2024. El compromiso contractual del pozo para fase 1 fue cumplido con la perforación del pozo de exploración Dividivi-1. Adicionalmente la Corporación validó la adquisición de 62 km² de sísmica 3D con la perforación del pozo Lulo-1 dentro del bloque VIM 21. En abril 22 de 2024 la Corporación notificó a la ANH la decisión de no continuar con la fase 2; por lo tanto, el periodo de exploración terminó y el área exploración restante fue abandonada. La retención de la Corporación fue exclusivamente con respecto al área de evaluación de Dividivi.

La producción diaria promedio del bloque VIM 33 para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue de 60 boe/d.

Contrato de E&P de VIM 44

La Corporación, a través de la subsidiaria CNE Oil & Gas S.A.S., totalmente de su propiedad, tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VIM 44, el cual fue adjudicado a la Corporación en una ronda de licitaciones de la ANH (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 3, PPAA # 3) administrada por la ANH en 2020. El Contrato de E&P de VIM 44 está situado en la Cuenca del Bajo Magdalena y cubre un área total de 8.273 acres.

La Corporación se ha comprometido con un programa de trabajo exploratorio, el cual incluye la adquisición de 37,5 km de sísmica 2D y 30 km² de sísmica 3D reprocesando por el periodo de tres años que comprende la fase 1. Una vez la fase 1 esté completa, la Corporación tiene la opción de extender el programa de trabajo exploratorio por tres años adicionales (fase 2) dentro del Contrato de E&P de VIM 44. La fase 2 tendrá un compromiso contractual de perforación de un pozo de exploración. La fase actual de este contrato es la fase preliminar, que termina el 31 de mayo de 2025 (después de una solicitud a la ANH de dos prórrogas adicionales en 2024) y es seguida por la fase exploratoria 1. El 30 de octubre de 2023, la Corporación solicitó el inicio del proceso de consulta previa a la Autoridad Nacional de Consulta Previa.

Contrato de E&E de Esperanza

La Corporación obtuvo su participación en la explotación en el Contrato de E&E de Esperanza a través de la Adquisición de Shona. La Corporación, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad CNE Oil & Gas S.R.L. (actuando a través de su sucursal CNEOG Colombia Sucursal Colombia), tiene una participación en la explotación del 100% en el bloque Esperanza situado en el Departamento de Córdoba en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. El contrato cubre un área de 16.055 acres.

El bloque Esperanza contiene ocho campos productores de gas operados bajo un contrato con la ANH, y produce gas natural seco para venta a clientes locales en virtud de contratos a largo plazo. El campo más significativo es Nelson, donde está ubicada la mayoría de las reservas de gas. La producción diaria promedio del bloque Esperanza para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue de 3.485 boe/d.

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

Contrato de E&P de SSJN-7

El 25 de abril de 2017, la Corporación anunció que había comprado una participación del 50% en el Contrato de E&P de SSJN-7 a Frontera Energy Corporation como contraprestación por la asunción de obligaciones contractuales de exploración con la ANH. ONGC Videsh Ltd. tenía el restante 50% de participación en la explotación en el Contrato de E&P de SSJN-7. Sin embargo, en julio de 2023, ONGC Videsh Ltd. presentó su retiro del Contrato de E&P de SSJN-7 y el 10 de octubre de 2024 la ANH aprobó la transferencia a la Corporación del restante 50% de participación.

El Contrato de SSJN-7 tiene un tamaño de 668.919 acres brutos y está situado entre los Contratos de E&P de VIM 5 y VIM 19, a lo largo de las zonas probadas y productivas de gas de Ciénaga de Oro y Porquero, según lo evidenciado por la posición de grandes campos productivos de gas tanto al norte como al sur del bloque. Históricamente se han perforado varios pozos de exploración, y dos descubrimientos comerciales en Ciénaga de Oro fueron desarrollados en el bloque, a saber, los campos Chinú (1956) y El Deseo (1989).

La administración de la Corporación ha identificado varias indicaciones con base en la limitada cobertura de sísmica 2D del bloque. Canacol también adquirió un proyecto de Sísmica 3D (Mayupa 3D, 157 Km², 2021) a partir del cual se ha interpretado y mapeado una serie de prospectos de exploración perforables, entre ellos Natilla, que se perforó en 2023 (pozo Natilla-1 ST, A-3) cuyo objetivo de exploración principal fue la formación de Ciénaga de Oro.

La fase 1 del período de exploración terminó el 16 de julio de 2023. Los compromisos de trabajo se cumplieron con la adquisición de Mayupa 3D y la perforación del pozo exploratorio Natilla-1 ST. El bloque se encuentra actualmente en la fase 2 del periodo de exploración y los compromisos de trabajo para esta fase incluyen la perforación de tres pozos exploratorios, la adquisición de 178,6 km² de sísmica 3D y estudios Geofísicos y Geológicos (G&G) como compromisos contractuales. En 2024 la Corporación solicitó a la ANH que el compromiso de adquisición de 178,57 km² de sísmica 3D sea validado con la perforación de los pozos Kite-1 y Pibe-1. En noviembre de 2024 fue iniciada la perforación del pozo Natilla-2 ST1, cumpliendo uno de los dos compromisos de perforación pendientes; y, con sujeción a la aprobación de la ANH, la Corporación espera cumplir el compromiso final de perforación una vez sea completada la perforación del pozo Natilla-2 ST. Si es aprobado por la ANH, el único compromiso restante sería la finalización de los estudios de G&G por un costo aproximado de \$100.000.

Cuenca del Valle del Magdalena Medio

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

Contrato de E&P de VMM 2

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

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

El Contrato de E&P de VMM 2 actualmente está en fase 1 (de 36 meses de duración), la cual está suspendida indefinidamente. El 1ro de noviembre 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.

En 2024, la Corporación celebró un contrato de compra de acciones con ConocoPhillips para la adquisición de ConocoPhillips Colombia. El cierre de la adquisición depende de la aprobación por la ANH de la conversión del contrato a un Contrato de E&P convencional. La Corporación ha hecho la solicitud a la ANH y la aprobación está pendiente.

Contrato de E&P de VMM 3

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

El Contrato de E&P de VMM 3 actualmente está en fase 1 (de 36 meses de duración), la cual está suspendida indefinidamente. El 9 de diciembre de 2016, la ANH autorizó la transferencia de \$2,2 millones de la inversión del Contrato de E&P de Santa Isabel al Contrato de E&P de VMM 3. El 30 de noviembre de 2016, la ANH autorizó la restitución de 182 días al plazo de la fase actual. Durante el año financiero terminado el 31 de diciembre de 2017, los compromisos exploratorios para la fase 1 fueron completados. El 24 de diciembre de 2018, la ANH aprobó la suspensión indefinida de la fase 1 hasta que la ANLA expida la licencia ambiental para exploración no convencional. El contrato incluye un área bruta de 83.311 acres.

En 2024 la Corporación celebró un contrato de compra de acciones con ConocoPhillips para la adquisición de ConocoPhillips Colombia. El cierre de la adquisición depende de la aprobación por la ANH

de la terminación del Contrato de E&P de VMM 3. La Corporación ha hecho la solicitud a la ANH y la aprobación está pendiente.

Contrato de E&P de VMM 10-1

La Corporación, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad CNE Oil & Gas S.A.S., tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VMM 10-1, el cual fue adjudicado a la 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 10-1 está ubicado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y cubre un área total de 235.580 acres. El Contrato de E&P de VMM 10-1 se encuentra actualmente en la fase 1 del período de exploración que termina el 16 de junio de 2025. Este contrato tiene dos fases de exploración, cada una de 36 meses de duración. Actualmente la Corporación está realizando el Estudio de Impacto Ambiental; por lo tanto, la licencia ambiental será solicitada por la Corporación en el primer semestre de 2025. Hay un Valor Económico de Exclusividad (VEE) establecido, que corresponde a un pozo exploratorio, garantizado mediante una carta de crédito por el monto de \$5.197.568, que se cancelará tan pronto como la Corporación perfora un pozo A3 o A2.

Contrato de E&P de VMM 45

La Corporación, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad Cantana Energy S.A. (actuando a través de su sucursal Cantana Energy Sucursal Colombia), tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VMM 45, el cual fue adjudicado a la Corporación en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 2) administrada por la ANH en 2019. El Contrato de E&P de VMM 45 está situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y cubre un área total de 12.422 acres.

La fase 1 del Contrato de E&P de VMM 45 terminó el 3 de diciembre de 2023 y los compromisos de trabajo incluyeron la perforación de un pozo de exploración A-3, que se cumplió con la perforación del pozo exploratorio Chimela 1, y el muestreo geoquímico del pozo (20 muestras), que fue validado con la perforación del pozo Lulo-1 (dentro del bloque VIM-21). El Contrato de E&P de VMM 45 actualmente está en la fase 2 y el compromiso de trabajo para esta fase es la perforación de un pozo de exploración A-3. En 2024 la Corporación solicitó a la ANH la acreditación del pozo Cardamomo-1 (un pozo perforado en el bloque VIM-5), como cumplimiento del compromiso de perforación para la fase 2 del Contrato de E&P de VMM-45. Además, el compromiso de reprocesamiento de la sísmica para la fase 2 fue cumplido durante la fase 1; por lo tanto, los compromisos de la fase 2 han sido cumplidos.

Contrato de E&P de VMM 47

La Corporación, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad CNE Oil & Gas S.A.S., tiene una participación en la explotación del 100% en el Contrato de E&P de VMM 47, el cual fue adjudicado a la Corporación en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 3, PPAA #3) administrada por la ANH en 2020. El Contrato de E&P de VMM 47 está situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y cubre un área total de 86.143 acres.

La Corporación se comprometió con un programa de trabajo exploratorio, que incluyó la adquisición de 50 km de sísmica 2D y el reprocesamiento de 50 km de sísmica 2D en un periodo de tres años correspondiente a la fase actual (fase 1) que terminó el 30 de julio de 2024. La Corporación cumplió con el reprocesamiento de sísmica y validó 50 km de adquisición de sísmica 2D con la perforación del pozo exploratorio Lulo-1. Sin embargo, en junio de 2024, la Corporación notificó a la ANH su decisión de renunciar al Contrato de E&P de VMM 47 y está en el proceso de terminación del contrato.

Contrato de E&P de VMM 49

La Corporación, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad Cantana Energy S.A. (actuando a través de su sucursal Cantana Energy Sucursal Colombia), tiene una participación en la explotación del

100% en el Contrato de E&P de VMM 49, el cual fue adjudicado a la Corporación en una ronda de licitaciones (Proceso Permanente de Asignación de Áreas Ciclo 2) administrada por la ANH en 2019. El Contrato de E&P de VMM 49 está situado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y cubre un área total de 148.244 acres.

El contrato está actualmente en su fase preliminar programada para terminar el 19 de febrero de 2025. Sin embargo, la Corporación ha solicitado a la ANH una prórroga de seis meses adicionales. La Corporación se ha comprometido con un programa de trabajo exploratorio, el cual incluye la adquisición de 200 km² de sísmica 3D y la perforación de tres pozos de exploración A3 en una fase de tres años (fase 1). La Corporación ha validado dos de los tres pozos del compromiso con la perforación de Cornamusa-1 (dentro del bloque VIM 21) y Claxon-1 (dentro del bloque VIM 5), y 107 km² de sísmica 3D con la perforación de Saxofón-1 (dentro del bloque VIM 5). Una vez sea completada la fase 1, la Corporación tiene la opción de extender el programa de trabajo exploratorio por tres años adicionales y entrar en la fase 2 del Contrato de E&P de VMM 49. En 2024, la ANH otorgó dos prórrogas adicionales a la fase preliminar debido a las dificultades con los procesos de consulta previa.

Contrato de E&P de VMM 53

La Corporación, a través de la subsidiaria totalmente de su propiedad CNE Oil & Gas S.A.S., tiene una participación en la exploración del 100% en el Contrato de E&P de VMM 53, el cual fue adjudicado a la 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 del Magdalena Medio y cubre un área total de 128.592 acres.

El Contrato de E&P de VMM 53 se encuentra actualmente en la fase 1 del periodo de exploración que termina el 29 de julio de 2025. Este contrato tiene dos fases exploratorias de 36 meses cada una sin compromisos mínimos. Hay un Valor Económico de Exclusividad (VEE) establecido, correspondiente a un pozo de exploración, garantizado mediante carta de crédito por el monto de \$5.197.568, que se cancelará tan pronto como la Corporación perfora un pozo A3 o A2. La Corporación actualmente está desarrollando el Estudio de Impacto Ambiental y también está esperando la decisión de la ANLA relacionada con el otorgamiento de la Licencia Ambiental Exploratoria.

Cuenca de los Llanos

En septiembre de 2018, la Corporación vendió la mayoría de sus activos de petróleo convencional a Arrow. En esa medida, las operaciones de la Corporación en la Cuenca de los Llanos durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024 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 las reservas probadas de petróleo en Colombia. La formación de la cuenca se inició por agrietamiento y hundimiento en el Jurásico y terminó con la Orogenia Andina de finales del Mioceno. La Orogenia Andina creó la gran Cordillera de los Andes, la cual se extiende de norte a sur desde Colombia hasta el extremo sur de Suramérica. El agrietamiento, seguido por empuje y elevación, tuvo como resultado un estilo estructural que se caracteriza por empujes de arraigo profundo y fallas normales de alto ángulo que se asocian con cierres de baja amplitud con orientación NNE-SSO.

Campo Rancho Hermoso

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

La producción de petróleo de Rancho Hermoso se ubica en: (a) “no sujeta a tarifa”, que representa el petróleo crudo producido en virtud de un contrato de participación con Hocol S.A. (una subsidiaria de

Ecopetrol); o (b) producción “a tarifa”, que representa el petróleo crudo producido en virtud de un contrato de servicio a riesgo con Hocol S.A., por el cual la Corporación recibe un precio de tarifa establecido de \$17,36 por boe bruto producido; o (c) el contrato de operación y mantenimiento con Hocol S.A., que representa petróleo crudo producido de los pozos RH-11, RH-12, RH-13 y RH-16, por el cual la Corporación recibe un precio de tarifa establecido de \$17,36 (actualizado anualmente) por boe bruto producido. La producción diaria promedio a tarifa más no sujeta a tarifa neta antes de regalías del campo Rancho Hermoso para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue de 1.411 bopd. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, la participación neta no sujeta a tarifa de la Corporación antes de regalías fue en promedio de 26,8%.

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

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

Resumen de las Operaciones en Colombia

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

Las instalaciones de procesamiento y tratamiento de gas natural de la Corporación consisten en tres plantas: (i) la original Jobo 1A/1B, que corresponde a unidades mecánicas de refrigeración; (ii) Jobo 2, que se puso en servicio en 2016; y (iii) Jobo 3, que se puso en servicio en 2019. Las plantas Jobo 2 y Jobo 3 usan un bucle J-T para enfriar el gas y expulsar los líquidos. Cada planta tiene dos compresores de entrada y dos compresores de salida, así como uno de repuesto. Los compresores de salida elevan la presión del gas a la presión requerida de 1.200 psi para la entrada a las líneas de venta.

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

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

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

La Corporación produce metano casi puro (97%+), sin cantidades significativas de líquidos de gas natural, condensado, petróleo ligero, agua, dióxido de carbono, nitrógeno, azufre u otros gases o impurezas. La naturaleza pura del flujo de gas producido permite las ventas a través de la red de

distribución de gas después de un procesamiento mínimo y eficiente desde el punto de vista energético, lo que reduce los costos operativos y respalda las altas tasas de retorno y la baja huella de carbono.

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

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

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

Fecha del Estado

Este Estado de Datos de Reservas y Otra Información de Petróleo y Gas es al 31 de diciembre de 2024, a menos que se indique otra cosa.

Revelación de Datos de Reservas

Los datos de reservas y volumen estimado establecidos en este documento se basan en una evaluación llevada a cabo por BGEC incluida en el Informe de BGEC de fecha 4 de marzo de 2025, con fecha efectiva 31 de diciembre de 2024. Los datos de reservas y volumen estimado contenidos en este documento resumen las reservas de petróleo crudo, gas natural y LGN de la Corporación y los valores presentes netos del ingreso neto futuro para estas reservas con el uso de precios y costos proyectados al 31 de diciembre de 2024.

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

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

Todas las reservas y los volúmenes estimados de la Corporación están situados en Colombia. En la preparación del Informe de BGEC, la Corporación suministró información básica a BGEC, la cual incluyó datos de tierras, información de pozos, información geológica, estudios de yacimientos, estimados de fechas de producción, información de contratos, precios actuales de productos de hidrocarburos, datos de costos operacionales, proyecciones de presupuestos de capital, datos financieros y planes operacionales futuros. Otros datos de ingeniería, geológicos o económicos requeridos para realizar las evaluaciones, y en los cuales se basa el Informe de BGEC, fueron obtenidos de registros públicos, otros operadores y archivos no confidenciales de BGEC. El alcance y el carácter de la propiedad y la exactitud de todos los datos fácticos suministrados para el Informe de BGEC, de todas las fuentes, fueron aceptados por BGEC según lo manifestado.

Las tablas y la información contenidas en este documento muestran la porción estimada de las reservas y los volúmenes estimados de la Corporación y el valor presente del ingreso neto futuro estimado para tales reservas y volúmenes estimados, con el uso de precios y costos proyectados, según lo indicado. El valor presente neto descontado y no descontado de los ingresos netos futuros atribuible a las reservas no representa el valor razonable de mercado. Los estimados de reservas e ingreso neto futuro para propiedades individuales pueden no reflejar el mismo nivel de confianza que los estimados de reservas e ingreso neto futuro para todas las propiedades, debido a los efectos de la totalización. Las reservas posibles son las reservas adicionales cuya obtención es menos cierta que la de las reservas probables. Hay una probabilidad del 10% de que las cantidades realmente obtenidas sean iguales o superiores a la suma de las reservas probadas más probables más posibles.

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

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

Todas las referencias a \$ o US\$ en este Estado de Datos de Reservas y otra Información de Petróleo y Gas son a dólares de Estados Unidos. Todas las referencias a C\$ son a dólares canadienses. El ingreso neto futuro estimado se presenta en dólares de Estados Unidos con efecto al 31 de diciembre de 2024.

Precios Proyectados Usados en los Estimados

La siguiente tabla indica los precios de gas proyectados, al 31 de diciembre de 2024, reflejados en los datos de reservas. La Corporación proporcionó a BGEC los precios de los contratos de gas en firme obtenidos por la Corporación a través de varios contratos de venta de gas junto con los precios interrumpibles esperados. BGEC aplicó el precio en firme a los volúmenes en firme totales para una categoría de reservas dada y, si era necesario, aplicó el precio interrumpible a los volúmenes restantes. Esto resultó en una proyección única de precio de gas promedio para cada categoría de reservas. La inflación varía en cada contrato de gas y oscila entre el 2% y el 4% anual.

Año	Precio de Gas Contractual (\$US/Mcf)		
	Reservas	Reservas Probadas	Reservas Probadas
	Probadas Totales	+ Probables Totales	+ Prob. Pos. Totales
2025	6,30	6,81	6,81
2026	6,69	7,26	7,26
2027	8,71	8,89	8,89
2028	8,98	9,21	9,21
2029	11,19	10,36	10,34
2030	13,53	11,24	11,00
2031	10,14	10,14	10,14
2032	10,34	10,34	10,34

Año	Precio de Gas Contractual (\$US/Mcf)		
	Reservas Probadas Totales	Reservas Probadas + Probables Totales	Reservas Probadas + Prob. Pos. Totales
2033	10,54	10,54	10,54
2034	10,76	10,76	10,76
2035	10,97	10,97	10,97
2036	11,19	11,19	11,19
2037	11,41	11,41	11,41
2038	11,64	11,64	11,64
2039	11,88	11,88	11,88
2040	12,11	12,11	12,11
2041+	12,36	12,36	12,36

Los siguientes precios proyectados del petróleo se usaron para el campo Chinola en el bloque VMM 45. BGEC usó este precio de petróleo Brent proyectado menos \$16,18 por barril para tener en cuenta la compensación de calidad y los costos de transporte.

Año	Precio del Petróleo Brent \$/bbl
2025	76,50
2026	78,50
2027	80,00
2028	81,50
2029	83,50
2030	85,17
2031	86,87
2032	88,61
2033	90,38
2034	92,19
2034+	Aumenta 2,0%/año

Los siguientes precios de petróleo proyectados se usaron para petróleo no sujeto a tarifa en el campo Rancho Hermoso en la cuenca de los Llanos. BGEC usó este precio de petróleo WTI proyectado menos \$0,50 por barril para tener en cuenta la compensación de calidad y los costos de transporte.

Año	Precio del Petróleo WTI \$/bbl
2025	71,50
2026	74,50
2027	76,50
2028	78,00
2029	80,00
2030	81,80
2031	83,44
2032	85,10
2033	86,81
2034	88,54
2034+	Aumenta 2,0%/año

Los precios por volumen a tarifa de Rancho Hermoso varían según el pozo y/o la zona. La zona Mirador está sujeta a una tarifa plana de \$17,36/bbl y, actualmente, sólo el pozo RH10 produce desde Mirador. Los pozos RH11 y RH16 están sujetos a una tarifa de \$17,36/bbl con aumento anual, con precio a tarifa de \$20,32/bbl en enero de 2025. Los pozos RH12 y RH13 están sujetos a una tarifa entre \$14,50 y \$26,00 dependiendo del precio del Brent, con un precio a tarifa de \$20,06/bbl en enero de 2025. El precio del gas de Dividivi actualmente está en \$5,30/mcf, con un aumento programado a \$5,70/mcf a partir de diciembre de 2025.

Revelación de Datos de Reservas

La siguiente tabla presenta un resumen de las reservas de la Corporación al 31 de diciembre de 2024 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	171	141	35	29	65.079	53.549	-	-	11.624	9.564
Desarrolladas No Productivas	97	88	61	51	149.785	125.959	-	-	26.436	22.236
No Desarrolladas	864	793	-	-	30.710	24.819	-	-	6.252	5.147
Total Probadas	1.132	1.021	96	80	245.574	204.326	-	-	44.312	36.948
Probables	4.810	4.410	38	32	316.432	266.746	-	-	60.363	51.239
Total Probadas Más Probables	5.942	5.431	134	112	562.007	471.072	-	-	104.674	88.187
Posibles	8.114	7.444	42	36	474.686	396.638	-	-	91.435	77.066
Total Probadas Más Probables Más Posibles	14.056	12.875	177	148	1.036.693	867.710	-	-	196.109	165.252

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

La siguiente tabla presenta un resumen de los volúmenes estimados de Canacol al 31 de diciembre de 2024 con el uso de precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	VOLÚMENES ESTIMADOS ⁽⁴⁾									
	Petróleo Crudo Ligero y Medio		Petróleo Crudo Pesado		Gas Natural Convencional ⁽¹⁾		Líquidos de Gas Natural		Total BOE ⁽⁵⁾	
	Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl)	Netas ⁽³⁾ (Mbbbl)	Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl)	Netas ⁽³⁾ (Mbbbl)	Brutas ⁽²⁾ (MMcf)	Netas ⁽³⁾ (MMcf)	Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl)	Netas ⁽³⁾ (Mbbbl)	Brutas ⁽²⁾ (Mboe)	Netas ⁽³⁾ (Mboe)
Probadas										
Desarrolladas Productivas	75	75	189	189	-	-	-	-	263	263
Desarrolladas No Productivas	6	6	7	7	-	-	-	-	12	12
No Desarrolladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Probadas	81	81	195	195	-	-	-	-	276	276
Probables	24	24	82	82	-	-	-	-	106	106
Total Probadas Más Probables	105	105	278	278	-	-	-	-	382	382
Posibles	24	24	104	104	-	-	-	-	128	128
Total Probadas Más Probables Más Posibles	129	129	381	381	-	-	-	-	511	511

Notas:

- (1) Los estimados de reservas de gas natural incluyen gas asociado y no asociado. No hay gas asociado en esta propiedad.
- (2) Los "Volúmenes Estimados Brutos" son los volúmenes estimados de la participación en la explotación de la Corporación antes de la deducción de regalías.
- (3) Los "Volúmenes Estimados Netos" son los volúmenes estimados de la participación en la explotación de la Corporación después de las deducciones de obligaciones de regalías más las participaciones de la Corporación en regalías.
- (4) La Corporación recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de algunos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden al ingreso de los diferentes acuerdos de tarifas en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (5) Los BOE han sido reportados con base en conversiones de gas natural de 5,7 Mcf/1 bbl según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla proporciona un resumen de las reservas más los volúmenes estimados de la Corporación al 31 de diciembre de 2024 usando precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	RESERVAS MÁS VOLÚMENES ESTIMADOS ⁽⁴⁾									
	Petróleo Crudo Ligero & Medio		Petróleo Crudo Pesado		Gas Natural Convencional ⁽¹⁾		Líquidos de Gas Natural		Total BOE ⁽⁵⁾	
	Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl)	Netas ⁽³⁾ (Mbbbl)	Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl)	Netas ⁽³⁾ (Mbbbl)	Brutas ⁽²⁾ (MMcf)	Netas ⁽³⁾ (MMcf)	Brutas ⁽²⁾ (Mbbbl)	Netas ⁽³⁾ (Mbbbl)	Brutas ⁽²⁾ (Mboe)	Netas ⁽³⁾ (Mboe)
Probadas										
Desarrolladas Productivas	246	215	224	218	65.079	53.549	-	-	11.887	9.828
Desarrolladas No Productivas	103	93	68	57	149.785	125.959	-	-	26.448	22.249
No Desarrolladas	864	793	-	-	30.710	24.819	-	-	6.252	5.147
Total Probadas	1.213	1.101	292	275	245.574	204.326	-	-	44.587	37.224
Probables	4.834	4.434	120	114	316.432	266.746	-	-	60.469	51.346
Total Probadas Más Probables	6.047	5.535	412	390	562.007	471.072	-	-	105.056	88.569
Posibles	8.139	7.469	146	139	474.686	396.638	-	-	91.563	77.194
Total Probadas Más Probables Más Posibles	14.186	13.004	558	529	1.036.693	867.710	-	-	196.620	165.763

Notas:

- (1) Los estimados de reservas de gas natural incluyen gas asociado y no asociado. No hay gas asociado en esta propiedad.
- (2) Las "Reservas Brutas" son las reservas y los volúmenes estimados de la participación en la explotación de la Corporación antes de la deducción de regalías.
- (3) Las "Reservas Netas" son las reservas y los volúmenes estimados de la participación en la explotación de la Corporación después de las deducciones de obligaciones de regalías más las participaciones de la Corporación en regalías.
- (4) La Corporación recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de algunos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden al ingreso de los diferentes acuerdos de tarifas en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (5) Los BOE han sido reportados con base en conversiones de gas natural de 5,7 Mcf/1 bbl según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

La siguiente tabla proporciona un resumen del valor presente neto de los ingresos netos futuros de Canacol al 31 de diciembre de 2024 usando precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	Valor Presente Neto (VPN) de Ingresos Netos Futuros (INF) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾										Antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro – descontado a 10%/año ⁽⁵⁾
	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	297.782	278.932	263.106	249.637	238.033	297.782	278.932	263.106	249.637	238.033	27,51
Desarrolladas no Productivas	1.026.400	867.980	744.212	645.873	566.551	1.026.400	867.980	744.212	645.873	566.551	33,47
No Desarrolladas	194.197	145.732	110.606	84.676	65.220	138.714	102.913	77.124	58.181	44.025	21,49
Total Probadas	1.518.379	1.292.644	1.117.924	980.186	869.804	1.462.896	1.249.825	1.084.442	953.691	848.609	30,26
Probables	2.583.022	1.915.849	1.473.640	1.166.489	945.370	1.679.861	1.209.196	902.708	693.196	544.672	28,76
Total Probadas más Probables	4.101.401	3.208.493	2.591.564	2.146.675	1.815.174	3.142.757	2.459.021	1.987.150	1.646.887	1.393.281	29,39
Posibles	4.546.293	2.748.967	1.776.221	1.204.852	850.437	2.894.842	1.698.570	1.058.512	686.937	459.752	23,05
Total Probadas Más Probables más Posibles	8.647.694	5.957.460	4.367.785	3.351.527	2.665.611	6.037.599	4.157.591	3.045.662	2.333.824	1.853.033	26,43

Notas:

- (1) El VPN del INF incluye todo el ingreso por recursos: venta de reservas de petróleo, gas, subproductos; procesamiento de reservas de terceros; otro ingreso.
- (2) Los impuestos de renta incluyen todos los ingresos por recursos, los cálculos apropiados de impuestos de renta y las acumulaciones previas para impuestos.
- (3) Los valores unitarios se basan en los volúmenes de reservas netas antes de impuesto de renta (AIR).
- (4) La Corporación recibe un precio a tarifa por boe bruto producido desde ciertos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden al ingreso de los diferentes acuerdos de tarifa en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto, pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (5) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5,7 Mcf/1 bbl, según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía en Colombia.
- (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla indica los ingresos netos futuros totales de Canacol (no descontados) al 31 de diciembre de 2024, 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	2.206.558	359.681	199.091	111.239	18.168	1.518.379	55.483	1.462.896
Total Probadas Más Probables	5.717.685	886.300	421.983	282.672	25.329	4.101.401	958.644	3.142.757
Total Probadas Más Probables Más Posibles	11.568.695	1.790.904	780.279	318.452	31.366	8.647.694	2.610.095	6.037.599

Notas:

- (1) AI= antes de deducir gasto de impuesto de renta futuro, y DI= después deducir gasto de impuesto de renta futuro.
- (2) Costo operacional menos procesamiento y otros ingresos.
- (3) La Corporación recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de ciertos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden a los ingresos de los diferentes acuerdos de tarifa en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto, pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (4) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla establece el valor presente neto de los ingresos netos futuros de Canacol por tipo de producto al 31 de diciembre de 2024, con el uso de precios y costos proyectados.

CATEGORÍA DE RESERVAS	TIPO DE PRODUCTO	Valor Presente Neto de Ingresos Netos Futuros AIR Descontado (10%/año) ⁽¹⁾⁽²⁾ (M US\$)	Valor Presente Neto de Ingresos Netos Futuros AIR Descontado (10%/año) ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾ (\$/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)	1.098.411	30,64
	Hidratos de gas	-	-
	Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos)	8.105	101,31
	Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos)	11.408	11,17
	Líquidos de gas natural	-	-
	Gas de esquisto	-	-
	Petróleo crudo sintético	-	-
	Gas sintético	-	-
	Petróleo de formaciones compactas	-	-
	Total	1.117.924	30,26
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)	2.446.067	29,60
	Hidratos de gas	-	-
	Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos)	10.756	96,04
	Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos)	134.741	24,81
	Líquidos de gas natural	-	-
	Gas de esquisto	-	-
	Petróleo crudo sintético	-	-
	Gas sintético	-	-
	Petróleo de formaciones compactas	-	-
	Total	2.591.564	29,39
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)	4.018.088	26,39
	Hidratos de gas	-	-
	Petróleo crudo pesado (incluidos gas en solución y otros subproductos)	14.314	96,72
	Petróleo crudo ligero y medio (incluidos gas en solución y otros subproductos)	335.383	26,05
	Líquidos de gas natural	-	-
	Gas de esquisto	-	-
	Petróleo crudo sintético	-	-
	Gas sintético	-	-
	Petróleo de formaciones compactas	-	-
	Total	4.367.785	26,43

Notas:

- (1) Los valores unitarios se basan en volúmenes de reservas netas antes deducir el gasto de impuesto de renta futuro (AIR).
- (2) La Corporación recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de ciertos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados se definen como la porción de volúmenes que corresponden a los ingresos de los diferentes acuerdos de tarifa en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto, pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (3) Estos montos se determinaron dividiendo el Valor Presente Neto de Ingresos Netos Futuros AIR Descontados por las reservas de la Corporación para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 y excluyen los volúmenes estimados de la Corporación para el año terminado el 31 de diciembre de 2024.
- (4) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5,7 Mcf/1 bbl, según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía en Colombia.
- (5) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

Conciliación de Cambios en Reservas

La tabla siguiente presenta la conciliación de las reservas brutas más los volúmenes estimados de Canacol por tipo principal de producto con el uso de precios y costos proyectados estimados al 31 de diciembre de 2024.

	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 (31 de diciembre de 2023)⁽⁴⁾	1.523	1.311	212	286.489	-	51.784
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽¹⁾	177	(20)	197	3.938	-	868
Descubrimientos	-	-	-	13.622	-	2.390
Adquisiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Disposiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos ⁽³⁾	-	-	-	(1.331)	-	(233)
Producción	(196)	(78)	(118)	(57.144)	-	(10.221)
Saldo Final (31 de diciembre de 2024)⁽⁴⁾	1.504	1.213	292	245.574	-	44.587
Total Probables						
Saldo Inicial (31 de diciembre de 2023)⁽⁴⁾	4.915	4.845	70	284.156	-	54.767
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽¹⁾	39	(11)	51	(8.850)	-	(1.513)
Descubrimientos	-	-	-	39.795	-	6.982
Adquisiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Disposiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos ⁽³⁾	-	-	-	1.331	-	233
Producción	-	-	-	-	-	-
Saldo Final (31 de diciembre de 2024)⁽⁴⁾	4.954	4.834	120	316.432	-	60.469
Total Probadas + Probables						
Saldo Inicial (31 de diciembre de 2023)⁽⁴⁾	6.438	6.156	282	570.645	-	106.552
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽¹⁾	216	(32)	248	(4.912)	-	(646)
Descubrimientos	-	-	-	53.417	-	9.371
Adquisiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Disposiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-
Producción	(196)	(78)	(118)	(57.144)	-	(10.221)
Saldo Final (31 de diciembre de 2024)⁽⁴⁾	6.459	6.047	412	562.007	-	105.056
Total Probadas + Probables + Posibles						
Saldo Inicial (31 de diciembre de 2023)⁽⁴⁾	14.766	14.371	394	958.777	-	182.972
Prórrogas	-	-	-	-	-	-
Extracción Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽¹⁾	174	(108)	282	(12.024)	-	(1.935)
Descubrimientos	-	-	-	147.083	-	25.804
Adquisiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Disposiciones ⁽²⁾	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos ⁽³⁾	-	-	-	-	-	-
Producción	(196)	(78)	(118)	(57.144)	-	(10.221)
Saldo Final (31 de diciembre de 2024)⁽⁴⁾	14.744	14.186	558	1.036.693	-	196.620

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) La Corporación recibe un precio a tarifa por boe bruto producido de ciertos pozos para el campo Rancho Hermoso. Los volúmenes estimados son definidos como la porción de volúmenes que corresponden a los ingresos de los diferentes acuerdos de tarifa en el campo. El precio a tarifa se considera equivalente al ingreso bruto pues Canacol es responsable de los costos operativos. Ver también "Propiedades y Operaciones Principales – Campo Rancho Hermoso".
- (5) Los BOE han sido reportados con base en la conversión de gas natural de 5,7 Mcf/1 bbl, según lo exigido por el Ministerio de Minas y Energía en Colombia.
- (6) Los números en esta tabla pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

Información Adicional Relacionada con Datos de Reservas

Reservas No Desarrolladas

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

Con sujeción al éxito en las operaciones, para los tres años siguientes, la Corporación señala abajo sus planes relacionados con el desarrollo de reservas no desarrolladas probadas, probables y posibles. Las reservas no desarrolladas de la Corporación serán desarrolladas mediante más perforación y recompletamientos de los pozos existentes en los siguientes contratos y campos:

Contrato de E&E de Esperanza:

- El pozo de Porquero, Nelson 10, está en el inventario de perforación y se espera que sea perforado en 2026.
- El pozo Palmer 2 fue perforado en 2019 pero la Corporación 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 Corporación pretende desarrollar la subyacente Ciénaga de Oro Media. El tiempo estimado para desarrollar Ciénaga de Oro Media es 2028.

Contrato de E&P de VIM 5

- Chirimía 2 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2027.
- El pozo de Tubará, Corneta 2, está en el inventario de perforaciones y está programado para 2027.
- Ocarina 2 está en el inventario de perforaciones y está programado para 2026.
- Saxofón 2 y 3 están en el inventario de perforaciones y se espera que sean perforados en 2026.
- Manchego 1 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2026.
- Pistacho 1 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2025.

Contrato de E&P de VIM 21

- Breva 2 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2027.
- Arandala 3 está en el inventario de perforaciones y se espera que sea perforado en 2027.

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 2026 y 2027, 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 2027.

La recuperación final de las reservas no desarrolladas de los campos de gas de la Corporación también está asociada con la instalación y puesta en marcha de la compresión y la conversión de pozos más antiguos en pozos de eliminación de agua. En años recientes la Corporación instaló y puso en marcha la compresión en la estación de Betania y los campos Nispero, Clarinete, Palmer, Chontaduro, Aguas Vivas y Kite. Los proyectos de compresión y manejo de agua están en el presupuesto de 2025 de la Corporación y continúan ejecutándose.

La Corporación espera que el cronograma de perforaciones y recompletamientos de 2025/2026 se enfoque en las áreas indicadas arriba y en otras oportunidades que surjan de los programas de exploración de la Corporación. Sin embargo, los planes de perforación son afectados por consideraciones económicas. La Corporación actualmente ha empezado a ejecutar su plan de perforación aprobado para el año fiscal 2025. 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 Corporación en los tres años financieros más recientes y el monto de reservas atribuidas inicialmente en cada uno de tales años.

Categoría de Reservas	Petróleo Crudo Ligero y Medio Bruto (Mbbl)		Petróleo Crudo Pesado Bruto (Mbbl)		Ventas de Gas Natural Bruto (MMcf)		LGN Brutos (MMcf)	
	Atribuido inicialmente	Acumulado al final del año	Atribuido inicialmente	Acumulado al final del año	Atribuido inicialmente	Acumulado al final del año	Atribuido inicialmente	Acumulado al final del año
Probadas no desarrolladas								
Antes de 2022	-	2,079	141	1,875	153,301	287,809	-	-
2022	717	717	-	-	-	28,564	-	-
2023	-	749	-	-	3,450	30,546	-	-
2024	-	864	-	-	2,476	30,710	-	-
Probables no desarrolladas								
Antes de 2022	-	575	678	3,844	137,277	394,646	-	-
2022	3,461	3,461	-	-	30,459	76,915	-	-
2023	-	4,123	-	-	4,055	78,697	-	-
2024	-	4,115	-	-	40,463	118,222	-	-

Nota:

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

Factores o Incertidumbres Significativas Que Afectan los Datos de Reservas

General

La Corporación 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 Corporación. 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación con el uso de precios y costos proyectados:

	Costos de Abandono y Recuperación (M US\$)
Reservas Probadas Totales	
Año	
2025	1.800
2026	1.014
2027	2.735
2028	2.375
2029	1.804
Restante	8.440
No Descontados	18.168
Descontados al 10%	11.348
Reservas Probadas Más Probables Totales	
Año	
2025	1.000
2026	612
2027	421
2028	658
2029	906
Restante	21.733
No Descontados	25.329
Descontados al 10%	11.732

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 Corporación para las categorías de reservas indicadas a continuación, calculados sobre una base no descontada y una base descontada (10%).

Año	Costos de Desarrollo Futuros Precios y Costos Proyectados	
	Para Reservas Probadas (M US\$)	Para Reservas Probadas + Probables (M US\$)
	2025	32.130
2026	40.774	149.264
2027	34.897	45.405
2028	658	5.482
2029	1.330	2.030
Restante	1.451	7.212
Total	111.239	282.672
No descontados	111.239	282.672
Descontados al 10%	91.144	232.376

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

En general, la Corporación 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 Corporación, o vayan a hacer poco rentable el desarrollo de cualquier propiedad de la Corporación. La Corporación 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, al 31 de diciembre de 2024, 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 Corporación 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	11,0	1,8	-	-	-	-	-	-
VIM 5	-	-	-	-	11,0	11,0	15,0	15,0
VIM 21	-	-	-	-	9,0	9,0	10,0	10,0
Esperanza	-	-	-	-	10,0	10,0	14,0	14,0
VIM 33	-	-	-	-	1,0	1,0	-	-
VIM 45	-	-	1,0	1,0	-	-	-	-
Total	11,0	1,8	1,0	1,0	31	31	39	39

Vea información sobre las propiedades de la Corporación en “*Descripción del Negocio y las Operaciones – Propiedades y Operaciones Principales*”.

Propiedades sin Reservas Atribuidas

Al 31 de diciembre de 2024, la Corporación tenía aproximadamente 1.884.029 acres brutos (1.812.254 acres 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 Corporación. Los períodos siguientes usualmente involucran la perforación de pozos de exploración. Si, al final del período de exploración, la Corporación decide no proseguir con compromisos de trabajo adicionales, toda o una parte del área puede ser devuelta. Ver en “*Descripción del Negocio y las Operaciones – Propiedades y Operaciones Principales*” una discusión de las propiedades de la Corporación.

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

Al 31 de diciembre de 2024, la Corporación 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 Corporación 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 Corporación fue sujeto de impuesto en Colombia, Suiza y Estados Unidos para el año terminado el 31 de diciembre de 2024.

Costos Incurridos

La siguiente tabla resume los gastos de capital relacionados con las actividades de la Corporación para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, separados por sus unidades de negocio.

	Colombia (M\$)	Otros (M\$)	Total (M\$)
Costos de Desarrollo	66.777	74	66.851
Costos de Exploración	49.531	118	49.649
Reclasificación	-	-	-
Costos Netos de Adquisición de Propiedades			
Propiedades Probadas	(7)	-	(7)
Propiedades No Probadas	-	-	-
Gastos de Capital Totales	116.301	192	116.493

Actividades de Exploración y Desarrollo

La siguiente tabla resume los pozos exploratorios y de desarrollo brutos y netos en los cuales participaron la Corporación y sus subsidiarias durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024.

	Pozos de Exploración		Pozos de Desarrollo		Total	
	Brutos	Netos	Brutos	Netos	Brutos	Netos
Colombia⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾						
Pozos de petróleo	-	-	-	-	-	-
Pozos de gas	5	5	4	4	9	9
Pozos de servicio	-	-	-	-	-	-
Pozos de prueba estratigráfica	-	-	-	-	-	-
Pozos secos	1	1	1	1	2	2
Total	6	6	5	5	11	11
Tasa de Éxito	83,3%	83,3%	80,0%	80,0%	81,8%	81,8%

Notas:

- (1) Los pozos exploratorios de gas en Colombia son Pomelo-1, Chontaduro-1, Nispero-2, Kite-1 y Pibe-1.
- (2) Los pozos de desarrollo de gas en Colombia son Clarinete-10, Clarinete-11, Chontaduro-2 y Chontaduro-3.
- (3) Los pozos secos de exploración en Colombia son Cardamomo-1 y Pibe-2.

Gas de Colombia

Para la actividad de desarrollo relacionada con el portafolio de gas, la Corporación ha identificado sitios de desarrollo potencial en sus propiedades de Esperanza, VIM 5, VIM 21 y VIM 33. Varios de estos sitios dependen del programa vigente de la Corporación 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 Corporación para obtener contratos de gas adicionales. Entretanto, la Corporación 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 Corporación ha construido un inventario significativo de prospectos e indicaciones mediante la interpretación de la sísmica 2D y 3D en toda su posición de superficie. El compromiso con inversión adicional en sísmica y perforación de exploración estará atado al requerimiento de construir la base de reservas probadas y probables de la Corporación para obtener contratos de gas adicionales.

Estimados de Producción

La siguiente tabla presenta el volumen de producción estimado por la Corporación, por tipo de producto, para las reservas totales probadas, totales probables y totales probadas más probables, para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, con base en el Informe de BGEC para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, con el uso de precios y costos proyectados.

Categoría de Reservas	Precios y Costos Proyectados		
	Total Probadas Producción Bruta Diaria ⁽²⁾⁽³⁾	Total Probables Producción Bruta Diaria ⁽²⁾⁽³⁾	Total Probadas + Probables Producción Bruta Diaria ⁽²⁾⁽³⁾
Petróleo Crudo Ligero y Medio (bbl/d)	180	3	183
Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	36	1	36
Gas Natural Asociado y No Asociado (Mcf/d)	133.730	32.358	166.089
Líquidos de Gas Natural (bbl/d)	-	-	-
Total⁽¹⁾ (boe/d)	23.677	5.681	29.358

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 Corporación antes de toda deducción de regalías.
- (3) Los montos se basan en las reservas de la Corporación para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 y excluyen los volúmenes estimados de la Corporación para el año terminado el 31 de diciembre de 2024.
- (4) Los números en estas tablas pueden no sumar exactamente debido a las aproximaciones.

La siguiente tabla presenta el volumen de producción estimado por la Corporación, por campo, para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, con base en el Informe de BGEC para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, con el uso de precios y costos proyectados.

	Petróleo Crudo Ligero y Medio (bbl/d) ⁽³⁾	Petróleo Crudo Pesado (bbl/d) ⁽³⁾	Gas Natural Convencional (Mcf/d) ⁽²⁾⁽³⁾	Líquidos de Gas Natural (bbl/d)
Acordeón & Ocarina	-	-	2.445	-
Aguas Vivas	-	-	6.481	-
Alboka	-	-	-	-
Arandala	-	-	324	-
Ariana	-	-	89	-
Breva	-	-	324	-
Cañaflecha	-	-	931	-
Cañahuate	-	-	1.811	-
Cañandong	-	-	611	-
Carambolo	-	-	-	-
Chimela	51	-	-	-
Chirimía	-	-	-	-
Chontaduro	-	-	4.748	-
Clarinete	-	-	77.645	-
Claxon	-	-	-	-
Cornamusa	-	-	-	-
Dividivi	-	-	1.455	-
Fresa	-	-	485	-
Kite	-	-	1.267	-
Lulo	-	-	1.285	-
Nelson	-	-	10.608	-
Nispero & Trombón	-	-	2.694	-
Oboe	-	-	1.215	-
Palmer	-	-	1.017	-
Pandereta	-	-	17.553	-
Pibe	-	-	177	-
Pomelo	-	-	565	-
Porro Norte	-	-	-	-
Rancho Hermoso	129	36	-	-
San Marcos	-	-	-	-
Saxofón	-	-	-	-
Siku	-	-	-	-
Toronja	-	-	-	-
Total	180	36	133.730	-

Notas:

- (1) La producción diaria es tomada del Informe de BGEC al 31 de diciembre de 2024.
- (2) El gas natural incluye volúmenes asociados y no asociados de venta de gas.
- (3) Los montos se basan en las reservas de la Corporación para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 y excluyen los volúmenes estimados de la Corporación para el año terminado el 31 de diciembre de 2024.
- (4) Los números en estas tablas pueden no coincidir con los totales corporativos debido a las aproximaciones.

Historia de Producción

La siguiente tabla establece la participación de la Corporación 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 el 31 de diciembre de 2024.

RESULTADOS OPERACIONALES	Tres Meses Terminados el 31 de Marzo de 2024	Tres Meses Terminados el 30 de Junio de 2024	Tres Meses Terminados el 30 de Septiembre de 2024	Tres Meses Terminados el 31 de Diciembre de 2024
	Colombia	Colombia	Colombia	Colombia
Producción Diaria Bruta Promedio				
Petróleo crudo ligero y medio (bbl/d)	270	215	196	156
Petróleo crudo pesado (bbl/d)	-	-	-	-
Gas natural convencional (boe/d)	27.025	28.535	28.869	28.309
Líquidos de gas natural (bbl/d)	-	-	-	-
Petróleo crudo – tarifa (boe/d)	1.135	1.484	1.411	777
Precios de Venta Promedio				
Petróleo crudo ligero y medio (\$/bbl)	\$75,26	\$87,61	\$76,78	\$73,16
Petróleo crudo pesado (\$/bbl)	-	-	-	-
Gas natural convencional (\$/boe)	\$37,57	\$39,01	\$38,13	\$44,56
Líquidos de gas natural (\$/bbl)	-	-	-	-
Petróleo crudo – tarifa (\$/boe)	\$20,69	\$22,89	\$21,18	\$16,10
Ganancia Operacional Neta (\$/boe)				
Ingreso de venta de productos básicos, neto de gastos de transporte	\$37,23	\$38,53	\$37,56	\$43,95
Regalías	(6,81)	(5,92)	(5,58)	(6,84)
Gastos operacionales	(2,91)	(2,66)	(2,56)	(2,94)
Ganancia Neta (\$) ⁽¹⁾	\$27,51	\$29,95	\$29,42	\$34,17

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 Corporación en relación con el de sus competidores, y para fines internos de planeación.

La siguiente tabla presenta los volúmenes de producción de la Corporación para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, por tipo de producto, para los campos que corresponden a más del 10% de la producción total de la Corporación.

	Petróleo Crudo Ligero y Medio (bbl/d)	Petróleo Crudo Pesado (bbl/d)	Gas Natural Convencional (boe/d)	Líquidos de Gas Natural (bbl/d)
Esperanza	-	-	3.465	-
VIM 5	-	-	17.410	-
VIM 21	-	-	7.252	-
VIM 33	-	-	60	-
Otros	1.411	-	-	-
Total	1.411	-	28.187	-

Nota:

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

DESCRIPCIÓN DE LA ESTRUCTURA DE CAPITAL

Acciones Ordinarias

La Corporación está autorizada para emitir un número ilimitado de Acciones Ordinarias. Al 20 de marzo de 2025 había 34.119.987 Acciones Ordinarias emitidas y en circulación (34.119.987 Acciones Ordinarias al 31 de diciembre de 2024). 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 solamente 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, si son decretados por la Junta Directiva, en la forma y la oportunidad en que sean decretados por la Junta Directiva, y tienen derecho a recibir la propiedad que quede en caso de liquidación de la Corporación.

Acciones Preferenciales

La Corporación está autorizada para emitir un número ilimitado de acciones preferenciales (“**Acciones Preferenciales**”), que pueden ser emitidas en series. Al 20 de marzo de 2025 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 Corporación, sea voluntaria o involuntaria, o cualquier otra distribución de activos de la Corporación entre sus Accionistas con el fin de liquidar sus asuntos, tendrán derecho preferencial sobre las Acciones Ordinarias y las acciones de cualquier otra clase que tenga preferencia inferior a la de las Acciones Preferenciales. Las Acciones Preferenciales de cualquier serie también pueden tener otras preferencias y prioridades sobre las Acciones Ordinarias y cualquier otra acción de la Corporación con preferencia inferior a esa serie de Acciones Preferenciales.

Deuda a Largo Plazo

Títulos Preferenciales de 2021

El 24 de noviembre de 2021, la Corporación culminó una oferta privada de los Títulos Preferenciales de 2021 por el monto total de capital de \$500 millones. La Corporación usó una parte de los recursos netos provenientes de la oferta para financiar la compra del total de \$320 millones del monto de capital de los Títulos Preferenciales al 7,25% en circulación en ese momento con fecha de vencimiento final de 3 de mayo de 2025, emitidos por la Corporación el 3 de mayo de 2018, y para pagar un préstamo a plazo garantizado de \$30 millones con un banco importante que vencía el 30 de junio de 2023.

General

Los Títulos Preferenciales de 2021 son obligaciones preferenciales no garantizadas directas de la Corporación y se clasifican *pari passu* en derecho de pago con todo el otro endeudamiento preferencial existente y futuro de la Corporación. Los Títulos Preferenciales de 2021 están solidariamente respaldados en forma general preferencial no garantizada por algunas subsidiarias de la Corporación. Los Títulos Preferenciales de 2021 vencerán el 24 de noviembre 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 el 24 de mayo 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 Corporación 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 según lo establecido en el Contrato de los Títulos Preferenciales de 2021.

Redención

La Corporación podía 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 Corporación puede 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 más los intereses causados y no pagados a, pero excluyendo la fecha de redención.

Además, antes del 24 de noviembre de 2024, la Corporación podía 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 Corporación también puede 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 Corporación 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 el 17 de febrero de 2027. La Corporación tiene el derecho de reembolsar/utilizar la Línea de Crédito Rotativo de 2023 en cualquier momento dentro del plazo de cuatro años sin penalidad. La Línea de Crédito Rotativo de 2023 no está sometida a redeterminaciones periódicas regulares. Al 20 de marzo de 2025, la Corporación ha utilizado un total de \$200 millones bajo la línea de Crédito Rotativo de 2023. La Línea de Crédito Rotativo de 2023 contiene una serie de pactos de mantenimiento que están armonizados con los pactos bajo los Títulos Preferenciales de 2021 según lo indicado arriba en *“Descripción de la Estructura de Capital – Deuda de Largo Plazo – Títulos Preferenciales de 2021”*. Ver también *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol - Asuntos de Deuda”*.

Línea de Crédito de 2024

La Línea de Crédito 2024 es una línea de crédito a plazo preferencial garantizada de \$75 millones con Macquarie Group. La Línea de Crédito de 2024 causa intereses a una tasa anual de SOFR más 8,0% sobre los montos usados y 2,4% sobre los montos no usados durante el período de compromiso. La Línea de Crédito de 2024 vence el 3 de septiembre de 2026 y tiene un período de gracia de 12 meses para el pago del capital. No se pueden realizar pagos anticipados durante los primeros 12 meses. La financiación inicial fue de \$50 millones, con un compromiso adicional de \$25 millones disponible durante un período de 12 meses en caso de cumplimiento de ciertas medidas de producción. Al 20 de marzo de 2025, la Corporación ha usado un total de \$50 millones bajo la Línea de Crédito de 2024. La Línea de Crédito de 2024 contiene una serie de pactos de mantenimiento, los cuales en su mayoría están armonizados con los pactos de los Títulos Preferenciales de 2021, según lo indicado anteriormente en "*Descripción de la Estructura de Capital – Deuda a Largo Plazo – Títulos Preferenciales de 2021*". Ver también "*Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol – Asuntos de Deuda*".

Calificaciones Crediticias

Los Títulos Preferenciales de 2021 tienen una calificación de B- con una perspectiva negativa de S&P Global Ratings ("**S&P**"), y Caa1 con una perspectiva negativa de Moody's Investors Services ("**Moody's**").

La calificación crediticia de emisión a largo plazo de S&P de valores individuales está en una escala de calificación de AAA (la más alta) a D (la más baja). Una calificación crediticia a largo plazo de B está dentro de la sexta más alta de 10 categorías y se considera más vulnerable a la falta de pago en el corto plazo que las obligaciones que tienen calificación BB, pero tiene la capacidad de cumplir con sus compromisos financieros. Las calificaciones de AA a CCC pueden modificarse mediante la adición de un signo más (+) o menos (-) para mostrar la posición relativa dentro de las categorías de calificación.

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

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

La Corporación pagó comisiones por servicios de calificación a S&P y Moody's, y no ha pagado comisiones por servicios de otras agencias de calificación durante los dos últimos años financieros, con excepción de Fitch Ratings, que proporcionó una calificación para los Títulos Preferenciales de 2021 durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

DIVIDENDOS Y DISTRIBUCIONES

Registro y Política de Dividendos

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

La decisión de decretar cualquier dividendo y la oportunidad y el monto de los dividendos en efectivo futuros, si los hubiera, se sujetarán a la discreción de la Junta Directiva y podrán variar dependiendo de una variedad de factores y condiciones existentes de tiempo en tiempo, incluyendo, sin limitación, desempeño del negocio, entorno operativo donde se encuentren los activos de Canacol, situación financiera, planes de crecimiento, fluctuaciones en los precios de materias primas, niveles de producción, requisitos de gastos de capital esperados, costos operativos, cargas de regalías, tipos de cambio, tasas de interés, cumplimiento de cualquier restricción sobre el decreto y el pago de dividendos contenida en cualquier acuerdo en el que Canacol o cualquiera de sus subsidiarias sea parte de tiempo en tiempo (incluyendo, sin limitación, los acuerdos que rigen los Títulos Preferenciales de 2021, la Línea de Crédito Rotativo de 2023 y la Línea de Crédito de 2024), y cumplimiento de las pruebas de liquidez y solvencia impuestas por la ABCA para el decreto y el pago de dividendos.

La Junta Directiva tiene la intención de revisar el programa de dividendos de tiempo en tiempo, a su discreción. Dependiendo de los factores anteriores y de cualquier otro factor que la Junta Directiva considere relevante de tiempo en tiempo, muchos de los cuales están fuera del control de Canacol, la Junta Directiva puede cambiar el programa después de dicha revisión o en cualquier otro momento que la Junta Directiva considere apropiado. No puede haber garantía de que Canacol reanudará sus dividendos trimestrales en efectivo o que decretará y pagará dividendos en el futuro. Ver también *"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⁽¹⁾	Monto por Acción Ordinaria (Después de la Consolidación) (C\$)
31 de marzo de 2022	0,26
30 de junio de 2022	0,26
30 de septiembre de 2022	0,26
30 de diciembre de 2022	0,26
31 de marzo de 2023	0,26
30 de junio de 2023	0,26
30 de septiembre de 2023	0,26
30 de diciembre de 2023	0,26

Nota:

- (1) El 21 de marzo de 2024 la Corporación anunció que descontinuó su dividendo trimestral en efectivo.

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 periodos indicados (según lo reportado por la TSX).

Período	Alto (C\$)	Bajo (C\$)	Volumen
2024			
Enero	7,68	6,16	1.076.260
Febrero	6,22	4,93	1.233.577
Marzo	6,18	4,25	1.859.330
Abril	5,05	4,28	817.928
Mayo	5,24	4,52	715.845
Junio	4,69	3,81	856.058
Julio	4,93	4,24	532.780
Agosto	4,48	3,7	634.392
Septiembre	3,72	3,15	611.187
Octubre	3,65	2,8	575.838
Noviembre	4,45	2,76	1.156.276
Diciembre	4,32	3,47	788.829
2025			
Enero	3,94	3,33	1.053.624
Febrero	4,01	3,61	372.823
1-18 de Marzo	4,10	3,50	187.332

VENTAS PREVIAS

La siguiente tabla resume las emisiones de valores no inscritos para el año terminado el 31 de diciembre de 2024:

Fecha de Emisión	Valores	Número de Acciones Ordinarias Emitidas/Que Se Pueden Emitir o Monto Total	Precio de Ejercicio por Valor (C\$)
5 de febrero de 2024	Opciones de Compra de Acciones ⁽¹⁾	684.630	6,10
11 de septiembre de 2024	Garantías ⁽²⁾	1.888.448	3,80
23 de septiembre de 2024	Opciones de Compra de Acciones ⁽¹⁾	99.999	3,49
23 de septiembre de 2024	Unidades de Acciones de Desempeño ⁽¹⁾	612.442	N/A
23 de septiembre de 2024	Unidades de Acciones Restringidas ⁽¹⁾	1.345.666	N/A
23 de septiembre de 2024	Unidades de Acciones Diferidas ⁽¹⁾	77.865	N/A
15 de noviembre de 2024	Opciones de Compra de Acciones ⁽¹⁾	5.000	3,03

Notas:

- (1) Emitidas de conformidad con el plan de incentivos a largo plazo omnibus de la Corporación.
 (2) Emitidas a Macquarie Group en conexión con la Línea de Crédito de 2024. Cada garantía da derecho al titular a comprar una Acción Ordinaria a un precio de ejercicio de \$C3,80 y tiene una fecha de vencimiento de 11 de septiembre de 2027.

VALORES EN CUSTODIA

La Corporación no tiene valores en custodia.

MIEMBROS DE JUNTA DIRECTIVA Y DIRECTIVOS

La tabla siguiente indica los nombres y municipios de residencia de los miembros de junta directiva y ejecutivos directivos actuales de la Corporación, sus respectivos puestos y cargos en la Corporación 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⁾ Presidente y Director Ejecutivo de la Corporación y Miembro de Junta Directiva Bogotá, Colombia	30 de octubre de 2008	El Sr. Gamba es actualmente el Presidente y Director Ejecutivo de Canacol, un rol que ha desempeñado desde que fundó la Corporación en 2008. El Sr. Gamba tiene 30 años de experiencia internacional en petróleo y gas, y trabajó previamente 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 de petróleo y gas que cotizan en bolsa, donde ha ocupado cargos en los comités de ASG, auditoría, reservas, HSE y remuneración. El Sr. Gamba actualmente es miembro de la junta directiva de la Asociación Colombiana de Petróleo y de Naturgas, dos grupos industriales que forman la política de exploración y producción, transporte y almacenamiento, y refinación, venta y distribución para la industria del petróleo y el gas en Colombia. El Sr. Gamba tiene títulos de licenciatura, maestría y doctorado en Geología.
Michael Hibberd ⁽¹⁾⁽²⁾⁽³⁾⁽⁵⁾ Presidente y Miembro de Junta Directiva Calgary, Alberta, Canadá	30 de octubre 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 Corporación. Durante más de 28 años, el Sr. Hibberd ha sido Presidente de la Junta Directiva y Director Ejecutivo de MJH Services Inc., una firma de asesoría de finanzas corporativas. Actualmente también es Vicepresidente de Junta de Sunshine Oilsands Ltd., Presidente de Junta de PetroFrontier Corp. y miembro de junta directiva de D2 Lithium Corp. Previamente fue Presidente de Junta de Heritage Oil Plc, Heritage Oil Corporation y Greenfields Petroleum Corporation; y fue miembro de junta de Montana Exploration Corp., Avalite Inc., CanAsia Energy Corp., 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 una Maestría en Administración de Empresas de la Universidad de Toronto y un título de Abogado de Western University.

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⁾⁽⁴⁾⁽⁵⁾ Miembro de Junta Directiva Calgary, Alberta, Canadá	6 de febrero de 2009	El Dr. Winter es Director Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva de Horizon Petroleum Ltd. También es Miembro de Junta Directiva de Nevada Lithium Resources Inc. Fue cofundador de Canacol. Anteriormente, el Dr. Winter fue Fundador, Director Ejecutivo y Miembro de Junta Directiva de Excelsior Energy Limited, una compañía de exploración centrada en arenas petrolíferas. El Dr. Winter aporta más de 40 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, Alberta Energy Company, Calvalley Petroleum y Excelsior Energy Limited. El Dr. Winter tiene una Licenciatura (con Honores) en Geología de la Universidad de Londres, una Maestría en Geología Estructural y Mecánica de Rocas del Imperial College, Universidad de Londres, y un doctorado en Geología Estructural de la Universidad de Edimburgo.
Francisco Díaz ⁽¹⁾⁽³⁾⁽⁵⁾ Miembro de Junta Directiva Bogotá, Colombia	16 de enero de 2015	El Sr. Díaz tiene más de 30 años de experiencia como ejecutivo internacional y gerente general. El Sr. Díaz es actualmente el Socio Director de Evolvere Capital SAS, una firma de capital privado que administra varias compañías de cartera en Colombia, América Latina y España. También es Presidente de la Junta y Presidente del Comité de Auditoría de Systemgroup, una compañía de servicios financieros que opera en siete países de América Latina. El Sr. Díaz ocupó anteriormente el cargo de Presidente y Director Ejecutivo de Organización Corona SA, y varios cargos ejecutivos para Monsanto Company, incluyendo Presidente de la División Global de Ingredientes Alimenticios, Vicepresidente de Estrategia Global y Vicepresidente y Gerente General para América Latina. El Sr. Díaz actualmente dirige una fundación que diariamente proporciona nutrición a más de 100.000 niños desfavorecidos en Colombia. El Sr. Díaz obtuvo 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.
Gustavo Gattass ⁽¹⁾⁽³⁾⁽⁴⁾ Miembro de Junta Directiva Rio de Janeiro, Brasil	23 de junio de 2023	Después de 20 años en el sector bancario cubriendo las industrias de petróleo y gas y energía, el Sr. Gattass ahora es miembro de junta directiva de varias compañías de energía y electricidad. Comenzó a trabajar en el departamento de investigación de renta variable del Banco Icatu y después se trasladó a UBS y BTG Pactual, donde fue calificado como uno de los mejores analistas en energía y electricidad durante muchos años y donde dirigió el departamento de investigación para América Latina. Al retirarse de BTG Pactual en 2015, el Sr. Gattass se unió a las juntas directivas de Petrobras y su subsidiaria de distribución de combustibles BR Distribuidora, y luego fue miembro de varias otras juntas en el sector de servicios públicos de energía, electricidad y agua. El Sr. Gattass es licenciado en Economía de la PUC-Rio.

Nombre y Municipio de Residencia y Cargo en Canacol	Miembro de Junta Directiva/Directivo Desde	Ocupación Principal Durante los Últimos Cinco Años
Valentina Garbarini ⁽²⁾⁽⁵⁾ Miembro de Junta Directiva Madrid, España	18 de octubre de 2023	La Sra. Garbarini tiene más de 10 años de experiencia como Directora Financiera de la Oficina de la Familia Cisneros Blavia, liderando los departamentos de finanzas y asuntos legales a nivel internacional y enfocada en las áreas de energía, telecomunicaciones y responsabilidad social. También es miembro de la junta directiva de Corporación Digitel C.A., una compañía de telecomunicaciones en Venezuela. Fue miembro de la junta directiva de la Universidad Iberoamericana en Bogotá, embajadora de la Federación Sino-PLPE en Macao, de la Fundación Unidos en Red y de GEN Global. La Sra. Garbarini se graduó cum laude en Administración de Empresas, Mercadeo y Estudios Internacionales de la Universidad de Bentley en Boston, Massachusetts.
Silvestre Tovar Leopardi ⁽¹⁾⁽³⁾ Miembro de Junta Directiva Estado de Miranda, Venezuela	27 de junio de 2024	El Sr. Tovar Leopardi aporta más de 33 años de experiencia en liderazgo sénior en las industrias bancaria, automotriz y de telecomunicaciones. Su experiencia se extiende a asuntos legales y empresariales, regulación bancaria y del mercado de capitales, y fusiones y adquisiciones transfronterizas. El Sr. Tovar Leopardi es actualmente el Socio Administrador de Escritorio Tovar – Lange S.C.P. y es el Director Ejecutivo de Iveco Group Venezuela, C.A. e Inversiones Popolis, C.A. El Sr. Tovar Leopardi también es miembro de junta directiva de Corporación Digitel C.A. y de DP Delta Finance B.V. (Países Bajos). Es Licenciado en Derecho con especialización en Derecho Administrativo de la Universidad Católica Andrés Bello.
Jason Bednar Vicepresidente Financiero Calgary, Alberta, Canadá	1ro. de diciembre de 2015	El Sr. Bednar es un Contador Profesional Colegiado con más de 25 años de experiencia profesional directa en la gestión financiera y reglamentaria de compañías de petróleo y gas que cotizan en TSX, TSX Venture Exchange, American Stock Exchange y Australia Stock Exchange. En 2008 fue miembro de junta directiva fundador y Presidente del Comité de Auditoría de Canacol y en 2015 renunció a este cargo para convertirse en Vicepresidente Financiero de Canacol. El Sr. Bednar ha sido director financiero de varias compañías internacionales de exploración y producción de petróleo y gas, especialmente el director financiero fundador de Pan Orient Energy Corp., una compañía de exploración del sudeste asiático. Anteriormente formó parte de la junta directiva de varias compañías de exploración y producción con enfoque internacional. El Sr. Bednar tiene una licenciatura en Comercio de la Universidad de Saskatchewan.

Nombre y Municipio de Residencia y Cargo en Canacol	Miembro de Junta Directiva/Directivo Desde	Ocupación Principal Durante los Últimos Cinco Años
Ravi Sharma Vicepresidente de Operaciones Bogotá, Colombia	1ro. de octubre de 2015	El Sr. Sharma tiene más de 30 años de experiencia en petróleo y gas natural en las Américas, Medio Oriente, Rusia, Australasia y África. Ha ocupado cargos de alta dirección en compañías de exploración y producción importantes de todo el mundo. Fue Jefe de Producción y Operaciones de Afren Plc., Gerente Global de Ingeniería de Petróleo de BHP Billiton Petroleum e Ingeniero Jefe Mundial de Yacimientos de Occidental Oil & Gas Company. El Sr. Sharma tiene una licenciatura y una maestría en Ingeniería Mecánica de la Universidad de Alberta.
William Satterfield Vicepresidente Sénior de Exploración Houston, Texas, EE.UU.	30 de junio de 2022	El Sr. Satterfield se unió a Canacol proveniente de Sanchez Oil and Gas Corporation, donde se desempeñó como Vicepresidente Sénior de Nuevas Empresas y Geociencias. Anteriormente trabajó para Occidental Petroleum por 22 años en las Américas, Medio Oriente, África y el Sudeste Asiático en varios roles geotécnicos y culminó como Gerente de Exploración en Bogotá, Colombia. El Sr. Satterfield tiene una licenciatura y una maestría en geología de la Universidad de Texas en Austin.
Anthony Zaidi Vicepresidente de Desarrollo de Negocios, Asesor Legal y Secretario Corporativo Bogotá, Colombia	29 de noviembre de 2011	El Sr. Zaidi es abogado y empresario con significativa experiencia en finanzas corporativas y en el sector minero y energético en Colombia. Antes de vincularse a Canacol, el Sr. Zaidi fue el Presidente y Asesor Legal de Carrao Energy Ltd., una compañía privada de exploración de petróleo y gas de la cual fue cofundador y cogerente hasta su adquisición por Canacol en noviembre de 2011. Antes de Carrao, fue directivo o miembro de junta directiva de varias compañías privadas e inscritas en bolsa, incluidas Integral Oil Services, Pacific Rubiales Energy, Petromagdalena Energy, Medoro Resources y otras, así como abogado de valores en Blake, Cassels & Graydon LLP. El Sr. Zaidi también es actualmente miembro de la junta directiva de Arrow Exploración Corp. El Sr. Zaidi tiene un título de Doctor en Derecho de la Universidad de Toronto, así como un título universitario en Comercio (Finanzas) de la Universidad de McGill.
Tracy Whitmore Vicepresidente de Impuestos y Asuntos Corporativos Calgary, Alberta, Canadá	8 de abril de 2019	La Sra. Whitmore se unió a Canacol en 2013 como Directora de Impuestos y fue designada Vicepresidente de Impuestos y Asuntos Corporativos en abril de 2019. La Sra. Whitmore tiene más de 25 años de experiencia en planeación tributaria internacional, consultoría y gobierno corporativo. Antes de unirse a Canacol, trabajó para Hemisphere GPS, una compañía de tecnología con sede en EE. UU., y en PricewaterhouseCoopers como Gerente Sénior en el Grupo de Servicios Tributarios Internacionales, ayudando a clientes con reorganizaciones transfronterizas, financiación en el extranjero y adquisiciones internacionales, principalmente en la industria energética. La Sra. Whitmore es Contadora Profesional Certificada y tiene un título con honores en Administración de Empresas de la Escuela de Negocios Ivey.

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

Notas:

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

Al 19 de marzo de 2025, los miembros de junta directiva y directivos de Canacol, como grupo, son usufructuarios, directa o indirectamente, de aproximadamente 353.672 Acciones Ordinarias en circulación (aproximadamente el 1,0%).

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 Corporación suficiente para afectar significativamente el control de la Corporación, 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 sujeta 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 Exploración Corp. al momento en que fue emitida una orden para suspender operaciones hasta que se presentaran los estados financieros y el MD&A de fin del año 2017 y se confirmara el cumplimiento de los requerimientos de la Bolsa de Valores TSX Venture. La orden fue emitida por la Comisión de Valores de Alberta el 4 de mayo 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**"). El 6 de enero de 2020 y el 16 de enero de 2020, la Comisión de Valores de Alberta y la Comisión de Valores de Columbia Británica, respectivamente, ordenaron el cese de la negociación de las acciones ordinarias de Horizon, debido a que Horizon no presentó sus estados financieros y MD&A de fin del año 2019. Las órdenes de cese comercial fueron revocadas el 18 de julio de 2022.

Charle Gamba y Jason Bednar fueron previamente miembros de junta directiva de Solimar Energy Limited ("**Solimar**"), del 12 de septiembre de 2011 y del 10 de octubre de 2011, respectivamente, al 12 de diciembre de 2014, fecha en la cual todos los miembros de junta directiva y directivos renunciaron. El 3 de diciembre de 2015, el 8 de diciembre de 2015 y el 21 de diciembre de 2015, se declaró el cese de la negociación de las acciones ordinarias de Solimar por la Comisión de Valores de Alberta, la Comisión de Valores de Columbia Británica y la Comisión de Valores de Ontario, respectivamente, debido a que Solimar no radicó varios documentos de revelación continua, incluidos los estados financieros intermedios y el informe relacionado de discusión y análisis de la administración para el período de tres meses terminado el 30 de septiembre 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación en la mira. Algunos miembros de junta directiva de la Corporación tienen otro empleo u otras restricciones de tiempo o de negocio a las que están sujetos y, en consecuencia, solamente pueden dedicar parte de su tiempo a los asuntos de la Corporación. En particular, algunos miembros de junta directiva y directivos ocupan cargos gerenciales y/o como miembros de junta directiva en otras compañías de petróleo y gas cuyas operaciones pueden, en algún momento, proveer financiación a, o hacer inversiones de capital en, competidores de la Corporación. 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 Corporación y el auditor externo.

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

Términos de Referencia del Comité de Auditoría

La Corporación, 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⁾
Gustavo Gattass	Independiente ⁽²⁾	Financieramente letrado ⁽²⁾
Silvestre Tovar Leopardi	Independiente ⁽²⁾	Financieramente letrado ⁽²⁾

Notas:

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

Educación y Experiencia Pertinentes

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

auditores, o han sido miembros del Comité de Auditoría. Todos los miembros tienen la capacidad de leer, analizar y entender las complejidades que rodean la emisión de estados financieros.

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

El Sr. Hibberd es Presidente de Junta Directiva y Director Ejecutivo de MJH Services Inc., una empresa de asesoría financiera corporativa establecida en 1995; Vicepresidente de Junta Directiva de Sunshine Oilsands Ltd. y Presidente de Junta Directiva de PetroFrontier Corp.; miembro de junta directiva de D2 Lithium Corp.; ex Presidente de Junta Directiva de Heritage Oil Plc, Heritage Oil Corporation y Greenfields Petroleum Corporation; y ex miembro de junta directiva de Montana Exploración Corp., Avalite Inc., CanAsia Energy Corp., Challenger Energy Corp., Deer Creek Energy, Iteration Energy Ltd., Pan Orient Energy Corp., Rally Energy Corp., Sagres Energy, Skope Energy Inc. y Zapata Energy Corporation. El Sr. Hibberd pasó 12 años en finanzas corporativas con ScotiaMcLeod y fue Vicepresidente Sénior de Finanzas Corporativas y Miembro de Junta Directiva. El Sr. Hibberd tiene una licenciatura y una maestría en Administración de Negocios de la Universidad de Toronto y un título de Abogado de Western University.

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, incluyendo Presidente de la División Global de Ingredientes Alimenticios, Vicepresidente de Estrategia Global y Vicepresidente y Gerente General para América Latina. El Sr. Díaz obtuvo 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.

Gustavo Gattass

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

Silvestre Tovar Leopardi

El Sr. Tovar Leopardi aporta más de 33 años de experiencia en liderazgo sénior en las industrias bancaria, automotriz y de telecomunicaciones. Su experiencia se extiende a asuntos legales y empresariales, regulación bancaria y del mercado de capitales, y fusiones y adquisiciones transfronterizas. Es Licenciado en Derecho con especialización en Derecho Administrativo de la Universidad Católica Andrés Bello.

Uso de Ciertas Exenciones

La Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación, 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 Corporación en cada uno de los dos últimos años fiscales, por auditoría y otros conceptos, son los siguientes:

Año Financiero Terminado el	Honorarios de Auditoría ⁽¹⁾ (\$)	Honorarios Relacionados con Auditoría ⁽²⁾ (\$)	Honorarios por Impuestos ⁽³⁾ (\$)	Todos los Demás Honorarios ⁽⁴⁾ (\$)
31 de diciembre de 2024	536.000	25.000	-	-
31 de diciembre de 2023	625.000	222.000	-	-

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 Corporación. 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 Corporación sea parte o en los que alguna de sus propiedades sea el objeto y no hay procesos conocidos por la Corporación por considerar. Además, no hubo penalidades ni sanciones impuestas a la Corporación por una corte en relación con la legislación bursátil o por una autoridad reguladora de valores durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024; no fueron impuestas otras penalidades o sanciones por una corte o un cuerpo regulador a la Corporación, 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 Corporación con una corte en relación con la legislación bursátil o con una autoridad reguladora de valores durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024.

INTERÉS DE LA ADMINISTRACIÓN Y OTROS EN TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS

Salvo por lo indicado en este documento, o lo previamente revelado, la Corporación 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 Corporación que la haya afectado o que vaya a afectarla significativamente.

AGENTE DE TRANSFERENCIA Y REGISTRADORES

El agente de transferencia y registrador de las Acciones Ordinarias es Olympia Trust Company en su oficina principal en Calgary, Alberta, Canadá.

CONTRATOS SIGNIFICATIVOS

Excepto por la Línea de Crédito de 2024, 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, un informe o una valoración que se describa, incluya o señale como referencia en una radicación hecha conforme al NI 51-102 por parte de la Corporación durante o en relación con el año financiero más recientemente terminado de la Corporación, distinta a BGEC, el evaluador de ingeniería independiente de la Corporación, y PricewaterhouseCoopers LLP, el auditor externo de la Corporación.

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

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

FACTORES DE RIESGO

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

Riesgos Relacionados con la Industria y el Negocio de Canacol

Precios Fluctuantes del Gas

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, la venta de gas natural representó aproximadamente el 97% de los ingresos totales de la Corporación. El precio del gas natural es afectado por innumerables factores fuera del control de la Corporación. Estos incluyen (sin limitación):

- oferta y demanda internacionales y nacionales;
- tendencias económicas y políticas internacionales y nacionales;
- conflictos internacionales y nacionales y amenazas terroristas;
- condiciones hidrológicas y meteorológicas;
- disponibilidad de instalaciones de transporte;
- legislación y regulación del gas y de 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;
- avances tecnológicos que afectan la producción o el consumo de energía;
- leyes y regulaciones gubernamentales nacionales y extranjeras, incluidas las leyes y regulaciones ambientales, de salud y de seguridad;
- disponibilidad y precios de fuentes de energía alternativas;
- circunstancias políticas en los países productores de petróleo y gas; y
- los efectos de eventos de salud globales (tales como la pandemia de COVID-19).

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

En general, la Corporación 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 ser afectada por numerosos factores fuera del control de Canacol, incluyendo, entre otros, fluctuaciones de precios del mercado, requisitos de compromisos de volumen mínimo, proximidad y capacidad de los gasoductos, mayor competencia, la disponibilidad de instalaciones de mejora y procesamiento, disponibilidad de equipos y regulaciones del gobierno colombiano (incluyendo, entre otras, regulaciones relacionadas con precios, impuestos, regalías, producción permitida, importación y exportación de petróleo, gas natural y protección del medio ambiente). Canacol actualmente vende la gran mayoría del gas que produce de conformidad con el Contrato de E&E de Esperanza, el Contrato de E&P de VIM 5 y el Contrato de E&P de VIM 21 a 11 terceros en virtud de contratos de venta de gas. Si estos contratos de venta de gas se terminaran por cualquier razón, podría ser que Canacol no logre establecer una relación con otros compradores de dicho gas de manera oportuna o en términos similares o aceptables. Los resultados de las operaciones y la situación financiera de Canacol dependen de su capacidad para comercializar su producción y de los precios recibidos por su gas y cualquier cambio en el precio o en los contratos de venta de gas de la Corporación 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 Corporación podría no ser capaz de manejar con éxito. La viabilidad comercial de una nueva reserva de hidrocarburos depende de una serie de factores que son inherentes a las reservas, tales como (sin limitación):

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

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

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

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

Estimados de Reservas

Hay numerosas incertidumbres inherentes a la estimación de las cantidades de reservas probadas, probables y posibles y los flujos de caja que se derivarán de ellas, incluidos varios factores más allá del control de Canacol. La información de reservas y flujos de caja incluida en este Formulario de Información Anual representa estimados solamente. Las reservas, los volúmenes estimados y los flujos de caja netos futuros estimados de las propiedades de Canacol han sido evaluados independientemente por BGEC a la fecha efectiva de 31 de diciembre de 2024. Estas evaluaciones incluyen una serie de supuestos relacionados con factores tales como tasas de producción inicial, tasas de disminución de producción, obtención final de reservas, oportunidad y monto de gastos de capital, posibilidad de comercializar la producción, precios futuros del petróleo y del gas natural, costos operacionales, valores de abandono y salvamento, regalías y otras cargas gubernamentales que pueden imponerse por toda la vida productiva de las reservas. Estos supuestos se basaron en proyecciones de precios en uso a la fecha en que se prepararon las respectivas evaluaciones y varios de estos supuestos están sujetos a cambios y están fuera del control de Canacol. La producción real y los flujos de caja derivados de ella variarán con respecto a estas evaluaciones, y tales variaciones pueden ser significativas. Debido a la historia limitada de los pozos productivos de Canacol, las reservas han sido estimadas sobre una base volumétrica.

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

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

En la medida en que la Corporación tenga éxito en descubrir o adquirir reservas adicionales de gas natural, estas reservas pueden no alcanzar los niveles de producción proyectados o no estar disponibles en cantidades suficientes para ser comercialmente viables. La viabilidad a largo plazo de la Corporación 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 Corporación dependerán no sólo de su capacidad para desarrollar sus propiedades actuales, sino también de su capacidad para identificar y adquirir propiedades o prospectos de producción adicionales adecuados, para encontrar mercados para el gas natural producido y para distribuir eficazmente la producción en el mercado.

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

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

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

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

Aunque la Corporación se esforzará por manejar eficazmente los riesgos y condiciones resumidos anteriormente, la Corporación 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 Corporación.

Sobrecostos y Retrasos de Proyectos de Gas Natural

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

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

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

Instalaciones de Recolección y Procesamiento y Sistemas de Ductos

La Corporación 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 Corporación 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 Corporación de hacer efectivo todo el potencial económico de su producción o la reducción del precio ofrecido por la producción de la Corporación. 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. Cualquier cambio significativo en los factores de mercado u otras condiciones que afectan estos sistemas e instalaciones de infraestructura, así como cualquier demora en la construcción de nuevos sistemas e instalaciones de infraestructura, puede afectar el negocio de la Corporación y, a su vez, la situación financiera de la Corporación, los resultados de sus operaciones y sus flujos de caja. Por ejemplo, la Corporación celebró un acuerdo con Promigas para expandir su red existente de distribución de gas, así como contratos de venta de gas en firme con consumidores existentes y nuevos para cubrir la capacidad de gasoducto adicional; sin embargo, en el evento de que la Corporación esté en incapacidad de cumplir sus obligaciones en virtud del acuerdo con Promigas por falta de ventas, o sus obligaciones en virtud de los contratos de venta de gas en firme por una demora en la construcción de la red de distribución, a la Corporación se le podría exigir el pago de cargos bajo estos acuerdos, lo cual resultaría en una disminución de la rentabilidad.

Riesgos Operacionales con Ductos

Los riesgos operacionales incluyen: fugas de ductos, rotura o falla del equipo, los ductos y las instalaciones, los sistemas de información o los procesos; compromiso de información y sistemas de control; desempeño de equipos a niveles por debajo de los originalmente previstos (sea debido a mal uso, deterioro inesperado o defectos de diseño, construcción o fabricación); derrames en terminales y centrales de camiones; derrames asociados con carga y descarga de sustancias dañinas en vagones y camiones; falla en mantener suministros adecuados de repuestos; error de operador; disputas laborales; disputas con instalaciones interconectadas y operadores; interrupciones operacionales o división de sistemas o refinerías de terceros que impidan la plena utilización del ducto; y eventos catastróficos, incluyendo, pero sin limitarse a ellos, desastres naturales, incendios, inundaciones, explosiones, descarrilamiento de trenes, terremotos, actos de terroristas y saboteadores, y otros eventos similares, varios de los cuales están más allá del control de la Corporación. 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 Corporación o reducir los ingresos, impactando con ello las ganancias.

Disponibilidad de Equipo de Perforación y Restricciones de Acceso

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

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

Riesgos Inasegurables

En el curso de la exploración, el desarrollo y la producción de propiedades de petróleo y gas, pueden ocurrir ciertos riesgos, en particular reventones, contaminación, formación de cráteres, incendios, derrames de petróleo, disminución prematura de 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 por las altas primas correspondientes a tales seguros o por otras razones. El pago de tales pasivos no asegurados podría reducir los fondos disponibles para Canacol. La ocurrencia de un evento significativo contra el cual Canacol no esté completamente asegurada, o la insolvencia del asegurador de tal evento, pueden tener un efecto adverso significativo en la situación financiera, los resultados de las operaciones o los prospectos de Canacol. No hay garantía de que habrá seguros disponibles en el futuro.

Financiación Adicional

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

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

Asuntos de Deuda

La Corporación 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 Corporación estará en

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

La Corporación 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 Corporación, así como otras compañías de petróleo y gas, puede tener acceso restringido a capital y costos de préstamo mayores. La capacidad de la Corporación de endeudarse depende, entre otros factores, del estado general de los mercados de capital y del apetito de los inversionistas en relación con inversiones en la industria de la energía en general y en los valores de la Corporación en particular. La capacidad de hacer pagos programados o refinanciar obligaciones de deuda depende de la situación financiera y el desempeño operacional de la Corporación, 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 Corporación 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 Corporación y su negocio, incluidos los resultados operacionales y financieros futuros. No puede haber seguridad de que los flujos de caja de la Corporación serán adecuados para obligaciones financieras futuras o que se podrán obtener fondos adicionales.

Limitaciones Operativas Debidas a la Deuda

La Corporación tiene un monto de endeudamiento significativo, particularmente con respecto al Contrato de los Títulos Preferenciales de 2021, la Línea de Crédito Rotativo de 2023 y la Línea de Crédito de 2024, y este nivel de endeudamiento podría afectarla adversa y significativamente en varias formas. Por ejemplo, podría:

1. Hacer más difícil para la Corporación realizar sus operaciones.
2. Aumentar la vulnerabilidad de la Corporación frente a condiciones generales adversas de la economía o de la industria.
3. Hacer necesario que la Corporación 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 Corporación proveniente de sus operaciones para financiar capital de trabajo, gastos de capital y otros propósitos corporativos generales.
4. Limitar la flexibilidad de la Corporación para la planeación, o la reacción, ante cambios en su negocio y en la industria en que opera.
5. Poner a la Corporación en una desventaja competitiva en comparación con sus competidores que tengan menos deuda; y
6. limitar la capacidad de la Corporación de obtener en préstamo fondos adicionales en condiciones comercialmente razonables, si es que los obtiene, para cubrir sus gastos operacionales y para otros fines.

Los Dividendos No Están Garantizados

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

La Junta Directiva tiene la discreción de determinar el monto de los dividendos por decretar y pagar a los Accionistas y la forma de pago de los mismos. En la determinación de si se decreta un dividendo y el nivel del mismo, la Junta Directiva tendrá en consideración numerosos factores, incluyendo el desempeño del negocio, el entorno operativo en el que se encuentren los activos; la situación financiera, los planes de crecimiento, las fluctuaciones en los precios de los productos básicos, los niveles de producción, los requerimientos de gastos de capital esperados, los costos operativos, las cargas de regalía, las tasas de cambio; las tasas de interés, el cumplimiento de cualquier restricción al decreto y al pago de dividendos contenida en cualquier acuerdo en que Canacol o cualquiera de sus subsidiarias sea parte de tiempo en tiempo (incluyendo, entre otros, los acuerdos que rigen los Títulos Preferenciales de 2021, la Línea de Crédito Rotativo de 2023 y la Línea de Crédito de 2024 (ver “Factores de Riesgo – Asuntos de Deuda”), y el cumplimiento de las pruebas de liquidez y solvencia impuestas por la ABCA para el decreto y el pago de dividendos. Los dividendos pueden ser decretados, aumentados, disminuidos, suspendidos o eliminados totalmente, dependiendo de las operaciones de la Corporación y el desempeño de sus activos y negocios.

Aumento de las Tasas de Interés

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

Debilidad de la Industria de Petróleo y Gas

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

reservas de la Corporación puede reducir la base de préstamo bajo sus líneas de crédito, lo cual, dependiendo de su nivel de endeudamiento, puede resultar en que la Corporación tenga que pagar una porción de su deuda.

Las Pandemias y Su Efecto en la Economía Mundial

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

Conflicto Rusia-Ucrania

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

Alternativas a la Demanda o Demanda Cambiante de Productos del Petróleo

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

Reemplazo de Reservas

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

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

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

Permisos y Licencias

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

Compromisos Mínimos de Trabajo en Bloques de Exploración

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

Ausencia de Garantía de Título

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

Preocupaciones Ambientales

La Corporación está sujeta a leyes y regulaciones ambientales que afectan aspectos de sus operaciones pasadas, presentes y futuras. Las amplias leyes y regulaciones ambientales nacionales, regionales y locales en Colombia afectan casi todas las operaciones de la Corporación. Estas leyes y regulaciones

establecen varios estándares que rigen ciertos aspectos de calidad ambiental, incluyendo las emisiones a la atmósfera, la calidad del agua, las descargas de aguas residuales y la generación, el transporte y la disposición de desechos y sustancias peligrosas; establecen penas y otras obligaciones por la violación de tales estándares; y en ciertas circunstancias establecen obligaciones de remediación de instalaciones y sedes actuales y antiguas donde se realizan o se realizaron operaciones. Adicionalmente, disposiciones especiales pueden ser apropiadas o necesarias para áreas de operación ambientalmente sensibles.

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

La descarga de gas natural u otros contaminantes en el aire, el suelo o el agua puede dar lugar a responsabilidades ante el gobierno colombiano y terceros y puede requerir que la Corporación incurra en costos para remediar dicha descarga. Dada la naturaleza del negocio de la Corporación, ésta enfrenta riesgos inherentes de derrames peligrosos que ocurran en sus sitios de perforación y operación. Los grandes derrames de líquidos de gas natural, petróleo y otros productos peligrosos pueden resultar en costos de limpieza significativos, así como costos relacionados con multas y sanciones impuestas por las autoridades ambientales. Los derrames de productos peligrosos pueden ocurrir por problemas operativos, como fallas operativas, accidentes y deterioro y mal funcionamiento del equipo. En Colombia, los derrames de productos peligrosos también pueden ocurrir como resultado de sabotaje y daños en los ductos. Todo esto puede conducir a pasivos ambientales potenciales significativos, como costos de limpieza y litigios, que pueden afectar significativa y negativamente la condición financiera, los flujos de efectivo y los resultados de las operaciones de la 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 Corporación con la legislación o las nuevas regulaciones que sean adoptadas en relación con las emisiones de GEI, las leyes y regulaciones futuras que limiten las emisiones de GEI pueden afectar adversamente la demanda del petróleo y del gas natural producidos por la Corporación.

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 cualquiera de tales leyes y regulaciones futuras podría dar lugar a costos de cumplimiento adicionales o restricciones operativas adicionales. Si la Corporación no puede recuperar un nivel significativo de sus costos relacionados con el cumplimiento de exigencias reglamentarias con respecto

al cambio climático impuestas a la Corporación, esto puede tener un efecto adverso significativo en el negocio de la Corporación, su situación financiera y los resultados de sus operaciones. Adicionalmente, las restricciones significativas a las emisiones de GEI pueden resultar en una menor demanda del petróleo y del gas natural producidos por la Corporación, con la consecuente disminución en el valor de las reservas de la Corporación. Además, en la medida en que los mercados financieros vean el cambio climático y las emisiones de GEI como un riesgo financiero, esto puede tener un impacto negativo el costo del capital o el acceso al capital para la Corporación. 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 Corporación.

Sanciones

Las operaciones de exploración, desarrollo, producción y mercadeo de la Corporación están reguladas ampliamente por leyes y regulaciones extranjeras, federales, estatales y locales. Bajo estas leyes y regulaciones, la Corporación 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 Corporación 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 Corporación y la sujeción de la misma a sanciones administrativas, civiles y penales, incluida la liquidación de daños a los recursos naturales. A la Corporación podría exigírsele la indemnización a sus empleados en conexión con gastos o responsabilidades en que incurran individualmente en relación con acciones reglamentarias contra ellos. Como consecuencia de estas leyes y regulaciones, los prospectos de negocios futuros de la Corporación podrían deteriorarse y su rentabilidad podría verse afectada por costos de cumplimiento, compensación o indemnización a sus empleados.

Dependencia de Relaciones Estratégicas

El negocio actual de Canacol depende de relaciones estratégicas en la forma de empresas conjuntas con organismos de los gobiernos locales, otras compañías de petróleo y gas y otras compañías en el extranjero. Específicamente en relación con las relaciones estratégicas con otras compañías de petróleo y gas, Canacol es en cierta medida dependiente, entre otras, de ConocoPhillips Colombia, la operadora de los Contratos de E&P de VMM 2 y VMM 3. No hay garantía de que ConocoPhillips Colombia o las otras compañías con las cuales Canacol tiene una relación estratégica tendrán la posibilidad de continuar o continuarán financiando su parte de los gastos. Además, no hay garantía de que todas estas relaciones estratégicas continuarán siendo mantenidas. Sin embargo, actualmente la administración no tiene conocimiento de problemas relacionados con sus relaciones estratégicas.

Conflicto de Intereses con Socios en Negocios Conjuntos

La administración de la Corporación puede intentar identificar participantes en la industria y negociar transacciones por virtud de las cuales otras empresas se vinculen con la Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación en un riesgo competitivo y puede causar un daño significativo a su negocio. El daño al negocio de la Corporación 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 Corporación 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 Corporación realiza todas sus operaciones a través de subsidiarias extranjeras y sucursales extranjeras. Por lo tanto, en la medida de tales inversiones, Canacol dependerá de los flujos de caja de estas subsidiarias para cumplir con sus obligaciones, excluyendo cualquier capital o deuda adicional que Canacol pueda emitir de tiempo en tiempo. La capacidad de las subsidiarias de hacer pagos y transferirle efectivo a Canacol puede verse limitada por, entre otras cosas, el nivel de tributación, especialmente de ganancias corporativas y retenciones de impuestos, en las jurisdicciones donde Canacol opere; y la introducción de controles de cambios de divisas y/o monetarios o restricciones de repatriación, o la disponibilidad de moneda fuerte para repatriar.

Riesgos de Operaciones en el Extranjero, en General

Las propiedades y operaciones de petróleo y gas natural de Canacol están situadas en jurisdicciones extranjeras. En esa medida, las operaciones de Canacol pueden ser adversamente afectadas por cambios en políticas y legislación de gobiernos extranjeros o la inestabilidad social y 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 Corporación es una operadora experimentada en Suramérica.

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

Ubicación de Activos en el Extranjero

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

Impuestos de Renta

La Corporación y sus subsidiarias presentan todas las declaraciones de impuesto de renta exigidas y la Corporación considera que está sustancialmente en cumplimiento de las leyes tributarias aplicables de Canadá, Colombia, Perú, Panamá, Brasil, Estados Unidos, Suiza, Países Bajos, Argentina, Bolivia y México. Sin embargo, tales declaraciones están sujetas a reliquidaciones por parte de la respectiva autoridad tributaria. En el evento de una reliquidación exitosa de la Corporación, 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 del gas, como el tratamiento de los impuestos a los recursos o los dividendos, pueden cambiar o ser interpretadas en el futuro de una

manera que afecte adversamente a la Corporación. Además, las autoridades tributarias con jurisdicción sobre la Corporación pueden no estar de acuerdo con la forma en que la Corporación calcule su renta para efectos tributarios o pueden cambiar prácticas administrativas en detrimento de la Corporación.

Fluctuaciones del Tipo de Cambio de Moneda Extranjera

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, aproximadamente 37% y 3% 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 en dólares estadounidenses, o no estén fuertemente vinculados a esta moneda, la Corporación está expuesta al riesgo de tipo de cambio de moneda extranjera, lo que puede afectar negativamente los resultados financieros de la Corporación. La Corporación actualmente no está usando derivados cambiarios para gestionar los riesgos cambiarios.

Controles de Cambio y Nuevos Impuestos

Las operaciones en el extranjero pueden requerir financiación si sus necesidades de efectivo exceden el flujo de efectivo operativo. En la medida en que se requiera financiación, puede haber controles de cambio que limiten dicha financiación o consecuencias fiscales adversas asociadas con dicha financiación. Además, los impuestos y los controles de cambio pueden afectar los dividendos que la 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 gubernamentales de Colombia no requerirán autorización previa ni que otorgarán dicha autorización para que las subsidiarias extranjeras o las sucursales de subsidiarias extranjeras de la Corporación 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 procedentes de las subsidiarias extranjeras o de las sucursales de subsidiarias extranjeras de la Corporación. La implementación 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 de realizar actividades cambiarias y también podría tener un efecto adverso importante en sus negocios, situación financiera y resultados de sus operaciones.

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

Procesos Legales

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

Expansión a Nuevas Actividades

Las operaciones y el conocimiento de la administración de la Corporación actualmente están enfocados principalmente en la producción, la exploración y el desarrollo de petróleo y gas en Colombia. En el futuro, la Corporación puede adquirir o incursionar en nuevas actividades relacionadas con la industria o nuevas áreas geográficas (como Bolivia), o puede adquirir activos diferentes relacionados con energía, y en consecuencia puede enfrentar riesgos inesperados o, en forma alternativa, aumentar significativamente la exposición de la Corporación 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 Corporación se vean adversamente afectadas.

Falla en Lograr los Beneficios Esperados en Adquisiciones y Disposiciones

La Corporación considera adquisiciones y disposiciones de negocios y activos en el curso ordinario del negocio. El logro de los beneficios de las adquisiciones depende de la exitosa consolidación de funciones e integración de operaciones y procedimientos en una forma oportuna y eficiente, y la capacidad de la Corporación de hacer realidad las oportunidades de crecimiento y sinergias esperadas al combinar los negocios y operaciones adquiridos con los de la Corporación. 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 Corporación 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 Corporación pueden obtener menos en la disposición que su valor en libros en los estados financieros de la Corporación.

Tecnología de la Información o Ciberseguridad

Canacol depende de la confiabilidad y seguridad de sus sistemas informáticos para realizar ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción, procesar registros financieros y datos operativos, comunicarse con sus empleados y socios de negocios, y para muchas otras actividades relacionadas con su negocio. Los sistemas informáticos de Canacol pueden fallar o tener otras limitaciones significativas por defectos del sistema operativo o uso inapropiado, alteración o manipulación por parte de los empleados. Además, Canacol puede convertirse en el objetivo de ciberataques o violaciones de seguridad de la información que pueden resultar en emisión, recopilación o seguimiento no autorizados, uso inapropiado, pérdida o destrucción de información privada u otra información. Cualquiera de estos eventos puede perturbar el negocio, resultar en posibles responsabilidades o daño a la reputación o de otro modo tener un efecto adverso en los resultados financieros de Canacol.

Costo de Nuevas Tecnologías

La industria de petróleo y gas se caracteriza por avances tecnológicos rápidos y significativos y la introducción de nuevos productos y servicios que utilizan nuevas tecnologías. Otras compañías de petróleo y gas pueden tener más recursos financieros, técnicos y de personal que les permitan disfrutar de ventajas tecnológicas y que en el futuro les permitan implementar nuevas tecnologías antes de que Canacol lo haga. No hay garantía de que Canacol podrá responder a tales presiones competitivas e implementar tales tecnologías de forma oportuna o a un costo aceptable. Una o más de las tecnologías

actualmente utilizadas por Canacol o que se implementen en el futuro pueden volverse obsoletas. En ese caso, el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Canacol podrían ser adversamente afectados en forma significativa. Si Canacol no puede usar la tecnología más avanzada comercialmente disponible, el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de Canacol podrían ser adversamente afectados en forma significativa. Además, en este momento la Corporación no puede predecir el impacto, si lo hubiere, que los avances en la inteligencia artificial pueden tener en sus operaciones, y en consecuencia la Corporación debe monitorear los desarrollos y puede tener que reaccionar ante ellos, los cuales pueden tener un efecto adverso significativo en su negocio.

Dependencia de Personal Clave

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

Conflictos de Interés

Hay conflictos de interés potenciales a los cuales podrán estar sujetos algunos miembros de junta directiva y directivos de Canacol en relación con las operaciones de Canacol. Algunos de los miembros de junta directiva y directivos están dedicados y continuarán estando dedicados a la búsqueda de derechos de participación en petróleo y gas natural por su propia cuenta y por cuenta de otras compañías, y podrán darse situaciones en las cuales los miembros de junta directiva y directivos estarán en competencia directa con Canacol. Los conflictos de interés que surjan, si los hubiere, estarán sujetos a y regidos por procedimientos establecidos por la ABCA, los cuales exigen que el miembro de junta directiva o directivo de una compañía que sea parte de o sea miembro de junta directiva o directivo de o tenga un interés importante en cualquier persona que sea parte de 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 en virtud de la ABCA. Ver también *“Miembros de Junta Directiva y Directivos – Conflictos de Interés”*.

Corrupción

Las operaciones de la Corporación están regidas por las leyes de varias jurisdicciones, las cuales generalmente prohíben los sobornos y otras formas de corrupción. La Corporación tiene políticas en vigor para prevenir cualquier forma de corrupción o soborno; sin embargo, es posible que la Corporación, 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación de trabajar con gobiernos o con organizaciones no gubernamentales. Tales condenas o acusaciones pueden tener como resultado la exclusión formal de la Corporación de un país o un área, demandas nacionales o internacionales, sanciones o multas de gobiernos, suspensión o demoras de proyectos, capitalización de mercado reducida y mayor inquietud de los inversionistas.

Los Enunciados con Proyecciones a Futuro Pueden Resultar Ser Inexactos

A los Accionistas e inversionistas se les advierte que no deben basarse indebidamente en los enunciados con proyecciones a futuro y otra información financiera a futuro. Por su naturaleza, los enunciados y la

información con proyecciones a futuro involucran numerosos supuestos, riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos, tanto de naturaleza general como específica, que pueden hacer que los resultados reales difieran sustancialmente de aquellos sugeridos por los enunciados o la información con proyecciones a futuro, o contribuyan a la posibilidad de que las predicciones, estimaciones o proyecciones resulten ser sustancialmente inexactas.

Calificaciones Crediticias

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

Riesgos Relacionados con la Operación en Colombia

Retrasos en la Obtención de Licencias Ambientales y de Otro Tipo

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

Riesgos Económicos y Legales de Mercados Emergentes

La Corporación es una compañía existente bajo las leyes de la Provincia de Alberta y está sujeta a las leyes y regulaciones canadienses. Colombia, la jurisdicción en la cual la Corporación realiza sus actividades de exploración, desarrollo y producción, puede tener sistemas legales diferentes o menos desarrollados que Canadá o Estados Unidos. Invertir en países de mercados emergentes como Colombia conlleva riesgos económicos y legales. La inestabilidad económica y jurídica en los países de América Latina y de mercados emergentes ha sido causada por muchos factores diferentes, incluidos los siguientes:

- la falta de reparación jurídica efectiva en los tribunales de esas jurisdicciones, sea con respecto a una infracción de la ley o la reglamentación o, en una controversia de propiedad, por ser más difícil de obtener;
- la falta de orientación judicial o administrativa sobre la interpretación de las normas y regulaciones aplicables;
- inconsistencias o conflictos entre y dentro de varias leyes, regulaciones, decretos, órdenes y

- resoluciones;
- la relativa inexperiencia del poder judicial y los tribunales en esas materias;
- altas tasas de interés;
- cambios en el valor de las monedas y altos niveles de inflación;
- controles cambiarios, de salarios y de precios;
- cambios en las políticas económicas o tributarias;
- la imposición de barreras comerciales; y
- cuestiones de seguridad interna.

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

Sanciones de Estados Unidos a Colombia

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

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

Evolución Económica y Política en Colombia

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

La calidad de los activos de la Corporación, la condición financiera y los resultados de las operaciones dependen significativamente de las condiciones macroeconómicas y políticas prevalecientes 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 Corporación no tiene control. Además, las actividades de exploración y producción de la Corporación pueden verse afectadas en diversos grados por la estabilidad política y las regulaciones gubernamentales relacionadas con la industria del gas natural. Las disminuciones en la tasa de crecimiento de la economía colombiana, los períodos de crecimiento negativo, los aumentos sustanciales de la inflación o las tasas de interés o las fluctuaciones significativas en el tipo de cambio podrían resultar en una menor demanda de los servicios y productos de la Corporación o afectar los precios de los mismos.

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

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

Violencia e Inestabilidad en Colombia

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

En el marco de la paz total, el gobierno colombiano ha intentado avanzar en diálogos de paz con diferentes grupos armados para lograr la paz en los territorios a través de la solución del conflicto armado en Colombia. Entre las estructuras armadas organizadas de crímenes de alto impacto con las cuales el Gobierno ha intentado avanzar en conversaciones de paz y/o enfoques de diálogo se encuentran: Ejército de Liberación Nacional (ELN), Disidencias de las FARC [Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia], Estado Mayor Central, Segunda Marquetalia, Autodefensas Gaitanistas de Colombia (AGC), Autodefensas Conquistadoras de la Sierra Nevada, y Bandas Criminales de Medellín, Quibdó y Buenaventura. El Presidente Petro ha promovido varios ceses al fuego con la mayoría de los grupos antes mencionados, que no han logrado una reducción de la violencia ni avances reales en los diálogos de paz. En la actualidad, el gobierno ha puesto fin a la mayoría de los ceses al fuego y, en algunos casos, se han reactivado los procesos judiciales penales contra negociadores de paz al margen de la ley.

En enero de 2025, la intensificación de los combates entre el ELN y las disidencias de las FARC, relacionados con el control territorial y del narcotráfico, aumentaron exponencialmente los homicidios y los desplazamientos internos en la región nororiental del Catatumbo, lo que generó una crisis humanitaria. El Presidente Gustavo Petro declaró el estado de emergencia interior en la afectada región nororiental del Catatumbo y suspendió las negociaciones de paz con el ELN. Este estado de emergencia permitió al Ejecutivo emitir decretos legislativos que incluyeron impuestos especiales y temporales, todos los cuales están siendo revisados por la Corte Constitucional.

Se considera que el mayor desafío del gobierno colombiano es garantizar que las negociaciones conduzcan a una paz duradera y que los miembros desmovilizados de las FARC y el ELN se reincorporen a la vida civil, en lugar de reagruparse en bandas criminales.

Es posible que los intentos continuos de reducir o prevenir la actividad guerrillera no tengan éxito y que la actividad guerrillera perturbe las operaciones de la Corporación en el futuro. Es posible que la Corporación no pueda establecer o mantener la seguridad de sus operaciones y personal en Colombia y

que esta violencia afecte sus operaciones en el futuro. La persistencia o el aumento de las preocupaciones de seguridad en Colombia también podrían resultar en una pérdida significativa para Canacol y/o costos que superen las expectativas actuales.

Inestabilidad Social y Malestar Laboral

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

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

Otras compañías que operan campos de gas en Colombia también han experimentado disturbios laborales en los últimos años. Este tipo de interrupción laboral a veces es enfrentado por compañías que operan en industrias de recursos. Es difícil para la 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 experimentará más disturbios laborales en el futuro.

La Industria del Gas Natural en Colombia Está Menos Desarrollada

La industria del petróleo y del gas en Colombia no es tan eficiente o desarrollada como la industria del petróleo y del gas en Canadá. Como resultado, las actividades de exploración, desarrollo y producción de la Corporación 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 Corporación espera que tales factores sometan sus operaciones a riesgos económicos y operativos que pueden no experimentarse en Canadá.

En caso de surgir una disputa en conexión con las operaciones de la Corporación en Colombia, ésta podría estar sujeta a la jurisdicción exclusiva de tribunales extranjeros o podría 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 Corporación también podría verse obstaculizada o impedida para hacer valer sus derechos con respecto a un organismo gubernamental por la doctrina de la inmunidad soberana. En consecuencia, las actividades de exploración, desarrollo y producción de la Corporación en Colombia podrían ser sustancialmente afectadas por factores fuera del control de la Corporación, cualquiera de los cuales podría tener un efecto adverso importante en la Corporación.

La adquisición de participaciones y la realización de operaciones de exploración y desarrollo en jurisdicciones extranjeras a menudo requieren el cumplimiento de numerosos y extensos procedimientos y formalidades. Estos procedimientos y formalidades pueden dar lugar a retrasos inesperados o prolongados en el inicio de actividades de negocios importantes. En algunos casos, el incumplimiento de

tales formalidades o la no obtención de pruebas pertinentes pueden poner en tela de juicio la validez de la entidad o las medidas adoptadas. La administración no puede predecir el efecto de las formalidades corporativas y reglamentarias adicionales que puedan adoptarse en el futuro, incluso si tales leyes o regulaciones aumentarían sustancialmente el costo de hacer negocios de la Corporación o afectarían sus operaciones en cualquier área.

Controles y Regulaciones Amplios

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

Desafíos para las Propiedades de la Corporación y Otras Restricciones de los Países en Desarrollo

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

Embargo o Expropiación de Activos

De conformidad con el Artículo 58 de la Constitución colombiana, el gobierno colombiano puede ejercer sus poderes de dominio eminente con respecto a los activos de la Corporación 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 Corporación tendría derecho a una indemnización justa por los activos expropiados. Como regla general (con la excepción de la expropiación por razones de guerra, caso en el cual la indemnización puede cuantificarse y pagarse más adelante), la indemnización debe pagarse antes de que el activo sea efectivamente expropiado. Sin embargo, la indemnización puede pagarse en algunos casos años después de que el activo sea efectivamente expropiado y la indemnización puede ser inferior al precio por el cual el activo expropiado podría venderse en una venta en el mercado libre o al valor del activo como parte de un negocio en curso.

Riesgos Relacionados con las Acciones Ordinarias

El precio de mercado de las Acciones Ordinarias puede ser altamente volátil y puede estar sujeto a amplias fluctuaciones en respuesta a una serie de factores que están más allá del control de la Corporación, incluidos, pero sin limitarse 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 Corporación.
- Fluctuaciones en ingresos del negocio de petróleo y gas natural de la Corporación.
- 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 Corporación.
- Cambios en la valoración de compañías similarmente situadas, tanto en la industria de la Corporación como en otras industrias.
- Cambios en los estimados de los analistas que afectan a la Corporación, a sus competidores y/o su industria.
- Cambios en los métodos contables usados en la industria de la Corporación o que de otro modo la afecten.
- Cambios en estimados independientes de reservas relacionados con las propiedades de petróleo y gas de la Corporación.
- Anuncios de innovaciones tecnológicas o nuevos productos disponibles para la industria del petróleo y del gas natural.
- Anuncios de gobiernos relevantes en relación con incentivos a programas de desarrollo de energías alternativas.
- Fluctuaciones en tasas de interés, tasas de cambio y la disponibilidad de capital en mercados de capital; y
- Ventas significativas de Acciones Ordinarias, incluidas ventas por futuros inversionistas en ofertas futuras de la Corporación.

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 Corporación.
- 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 Corporación, 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 Corporación.

INFORMACIÓN ADICIONAL, FINANCIERA Y DE OTRA CLASE

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

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 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 los estados financieros comparativos de la Corporación y el informe de discusión y análisis de la administración para el período terminado el 31 de diciembre de 2024, 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)

[Logo]
BOURY

Global Energy Consultants

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

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

1. Hemos evaluado los datos de reservas de la Corporación a 31 de diciembre de 2024. Los datos de reservas son estimaciones de las reservas probadas, las reservas probables y las reservas posibles y el ingreso neto futuro relacionado al 31 de diciembre de 2024, estimados usando precios y costos previstos.
2. Los datos de reservas son responsabilidad de la administración de la Compañía. Nuestra responsabilidad es emitir una opinión sobre los datos de reservas con base en nuestra evaluación.
3. Llevamos a cabo nuestra evaluación de acuerdo con las normas establecidas en el Manual de Evaluación de Petróleo y Gas de Canadá (el "Manual COGE" por su sigla en inglés) preparado conjuntamente por la Sociedad de Ingenieros de Evaluación de Petróleo (Capítulo de Calgary) y el Instituto de Minería, Metalurgia y Petróleo de EE. UU. (Sociedad del Petróleo).
4. Esas normas exigen que planifiquemos y realicemos una evaluación para obtener seguridad razonable de que los datos de reservas están libres de incorrecciones significativas. Una evaluación incluye también la evaluación de si los datos de reservas se ajustan a los principios y definiciones presentados en el Manual COGE.
5. En la tabla siguiente se indica el ingreso neto futuro estimado (antes de la deducción de los impuestos de renta) atribuido al total de reservas probadas más probables, estimado usando precios y costos previstos y calculado usando una tasa de descuento del 10 por ciento, incluida en los datos de reservas de la Compañía evaluada por nosotros al 31 de diciembre de 2024, y se identifican las porciones respectivas de las mismas que hemos evaluado e informado a la administración de la Compañía:

www.BouryGEC.com

Oficina: 403.265.1770 Apartado Postal 22139 Bankers Hall, Calgary, Alberta, Canada T2P 4J5 Celular: 403.615.2382

BOURY GLOBAL ENERGY CONSULTANT LTD.

Evaluador de Reservas Calificado Independiente	Descripción y Fecha de Preparación de Informe de Evaluación	Ubicación de las Reservas	Reservas Probadas Más Probables Totales (MBOE)	Valor Presente Neto de Ingreso Neto Futuro (antes de impuesto de renta, tasa de descuento 10%)			
				Auditado (M\$US)	Evaluado (M\$US)	Revisado (M\$US)	Total (M\$US)
Boury Global Energy Consultants Limited	Informe de Evaluación de Reservas al 31 de Diciembre de 2024 en Algunas Propiedades de Canacol Energy Ltd. fechado el 4 de Marzo de 2025	Colombia	104.674	-	2.591.564	-	2.591.564

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

Firmado en relación con nuestro informe antes mencionado:

Boury Global Energy Consultants Ltd., Calgary, Alberta, fechado el 4 de marzo de 2025.

BOURY GLOBAL ENERGY CONSULTANTS LTD.

[Firma]

Nahla Boury, Ing. de P. ICD.D

PERMISO DE EJERCICIO BOURY GLOBAL ENERGY CONSULTANTS LTD. [Firma]
Firma _____ 4 de marzo de 2025
Fecha _____
NÚMERO DE PERMISO: P 14020 La Asociación de Ingenieros, Geólogos y Geofísicos Profesionales de Alberta

ANEXO B

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

(Adjunto)

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

La administración de Canacol Energy Ltd. (la “**Corporación**”) es responsable de la preparación y revelación de información con respecto a las actividades de petróleo y gas de la Corporación 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 Corporación. 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 Corporación ha

- (a) revisado los procedimientos de la Corporación 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 Corporación 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: 20 de marzo de 2025

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 “Corporación”) 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 Corporación, 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 Corporación.

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 Corporación o cualquiera de sus filiales remuneración distinta a los honorarios a los cuales tenga derecho como Miembro de la Junta Directiva de la Corporación 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 Corporación, 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 Corporación, 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 Corporación 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 Corporación, al asesor legal, a los asesores financieros de la Corporación 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 Corporación 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 Corporación.
- c) Solicitar cualquier información que requiera a cualquier empleado de la Corporación.
- d) Contratar, a su discreción, asesores externos legales, contables u otros, a cargo de la Corporación, 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 Corporación.

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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación, 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 las someta a aprobación de los accionistas en asamblea general o especial en relación con 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 monitoreará el 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 Corporación.
 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 Corporación, la efectividad de los controles internos, y cuán completos y exactos son los reportes financieros de la Corporación.

c) **Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) y Controles Internos sobre Información Financiera (“CIIF”)**

1. Monitoreará 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 todos los cambios significativos 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 del 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 Corporación establecidos para identificar, evaluar y tratar efectivamente los riesgos principales del negocio de la Corporación y para recibir un reporte anual al respecto.
2. Revisará las exposiciones financieras asumidas por la Corporación 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 Corporación, incluyendo la cobertura para daños materiales, lucro cesante, responsabilidad civil, y directores y administradores.
4. Revisará las principales financiaciones de la Corporación y sus planes y estrategias de financiación futuros, 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 Corporación. 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 Corporación 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 Corporación, sus responsabilidades, así como las prácticas contables y de reporte financiero de la Corporación.