



CANACOL

ENERGY

Presentación Corporativa
Abril 2024

Canacol en un Vistazo



TSX : CNE



BVC : CNE.C



OTCQX : CNNEF

Mayor productor independiente de gas natural en Colombia

Acciones Básicas O/S (MM) ¹	34.1
Precio de la Acción (C\$) ²	\$4.6
Capitalización de Mercado CAD\$178MM- (USD\$MM) ^{2, 3}	\$116
Deuda Neta (US\$MM) ⁴	\$719
Valor Empresa ("EV") (US\$MM)	\$835

Reservas de Gas (bcfe) ⁵	1P	2P
Reservas Brutas	295	607
VPN-10 Después de Impuestos (US\$MM)	\$776	\$1,318
Índice de Vida de Reservas	4.8	9.9

Recursos Prospectivos (bcf) ⁷	Sin riesgo	Con riesgo
Recursos Medios Brutos	20,525	7,576

1. Al 31 de diciembre de 2023.

2. Al 28 de marzo de 2024.

3. Convertido de tipo de cambio CDN → USD (0.74) al 28 de marzo de 2024.

4. Al 31 de diciembre de 2023. La deuda neta que se muestra es la deuda total menos el capital de trabajo.

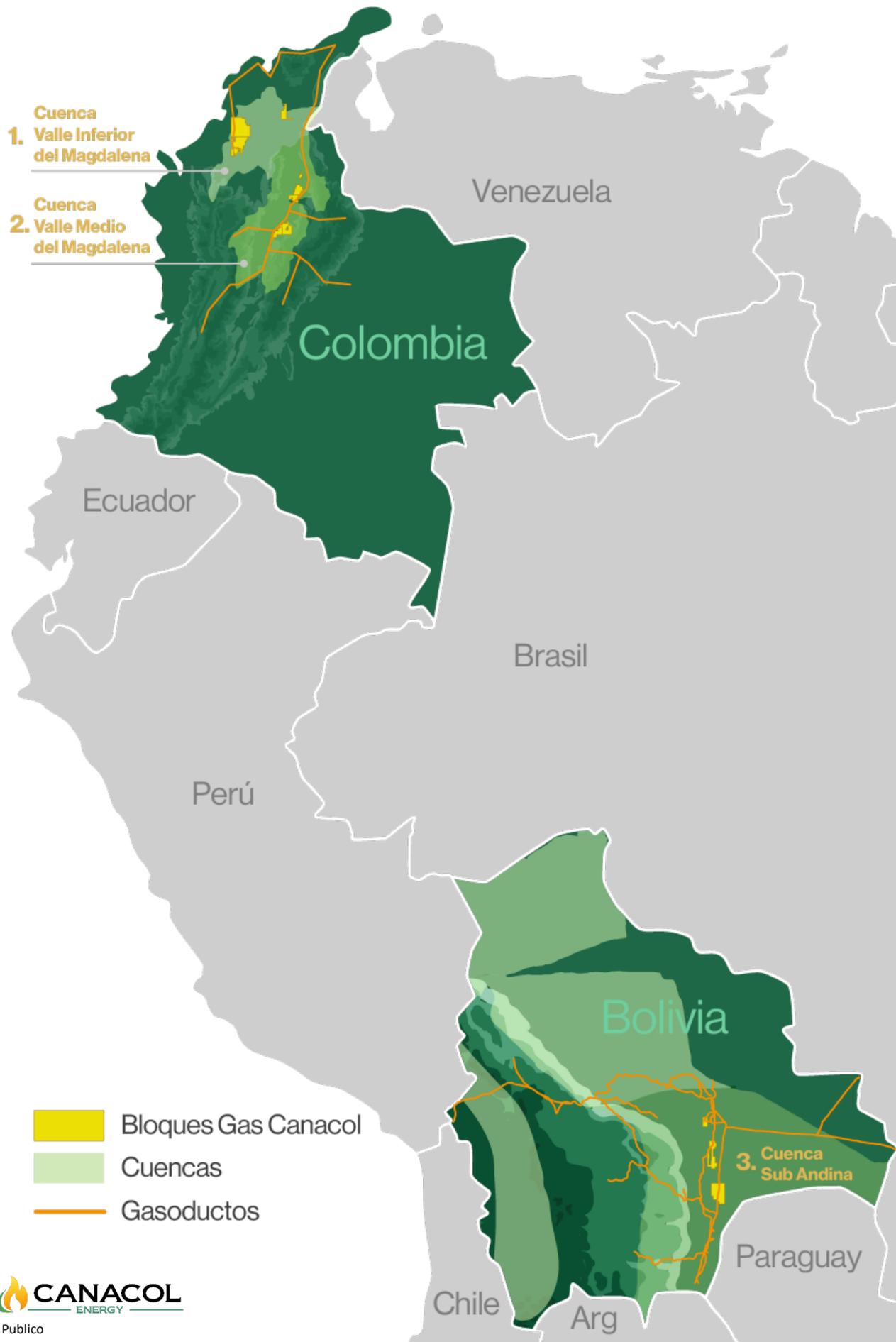
5. Reservas de interés de trabajo según el informe de reserva independiente preparado por Boury Global Energy Consultants ("Boury") a partir del 31 de diciembre de 2022. Índice de vida útil de las reservas basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2023 de 168,127 Mcfpd.

6. Consulte los avisos, así como el cálculo de los costos de FD&A y los índices de reciclaje proporcionados en nuestro comunicado de prensa del 21 de marzo de 2024.

7. Representa los recursos prospectivos medios brutos de gas natural convencional según el informe preparado por Boury Global Energy Consultants, a partir del 31 de diciembre de 2021.



Estrategia de Canacol: Centrada en 3 Avenidas de Crecimiento de Gas Natural



Colombia

1. Cuenca Valle Inferior del Magdalena

- Trayectoria demostrada en el posicionamiento como el mayor proveedor de gas de la costa Caribe
- En adelante: mantener o aumentar las ventas de gas en el mercado de la costa Caribe con el objetivo de utilizar hasta 270 mmscfd de infraestructura de transporte existente

2. Cuenca Valle Medio del Magdalena

- La cuenca petrolífera y gasífera más antigua de Colombia, con una producción histórica de petróleo y gas equivalente a 2.300 millones de barriles.
- El éxito dará lugar a una nueva área core para la Compañía
- Cualquier descubrimiento puede comercializarse rápidamente en el mercado interior a través de la infraestructura existente

Bolivia

3. Cuenca Sub Andina

- Segundo mayor exportador de gas de Suramérica: el 65% de la producción de gas se exporta a Brasil y Argentina
- Los gasoductos de exportación existentes tienen un 35% de capacidad disponible
- Altos precios de exportación de gas (~10-15 USD/mmscfd)
- Redesarrollo de yacimientos maduros de gas de bajo riesgo y gran potencial de exploración de gas

Déficit de suministro de gas natural previsto en Colombia

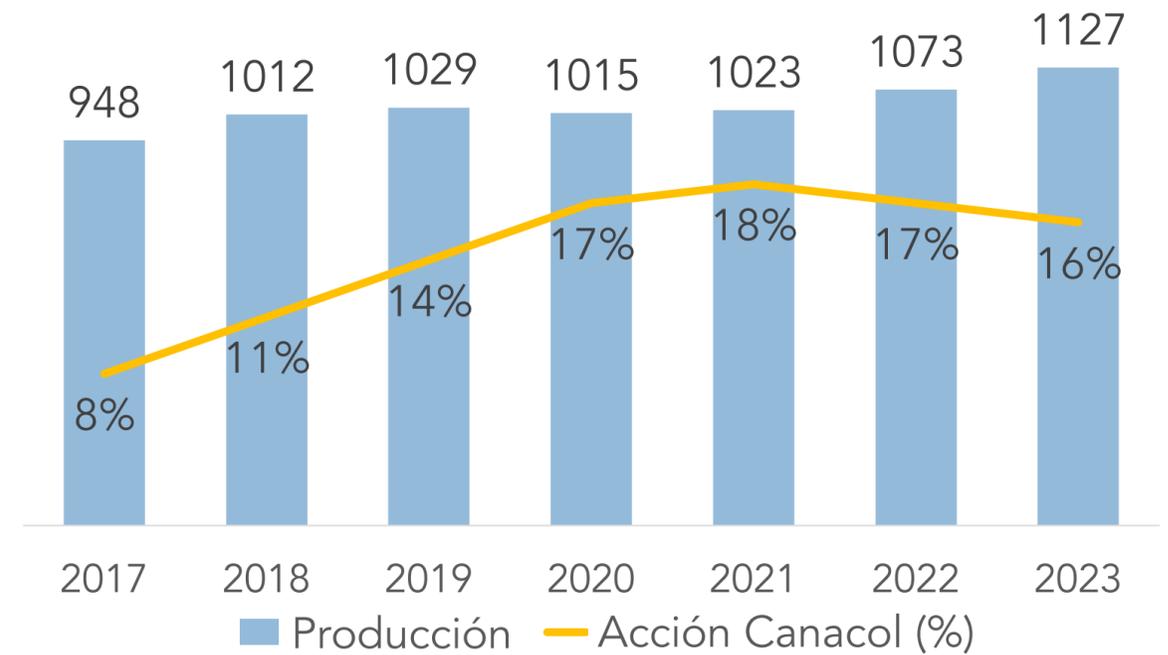
Dinámica del gas natural en Colombia

- Las reservas nacionales probadas de Colombia disminuyen un 7% al año
- La demanda de gas en Colombia ha aumentado un 3% anual en los últimos 10 años
- Los mayores yacimientos estatales de Colombia tienen más de 40 años y disminuyen a un ritmo de hasta el 20% anual

Aspectos destacados de Canacol

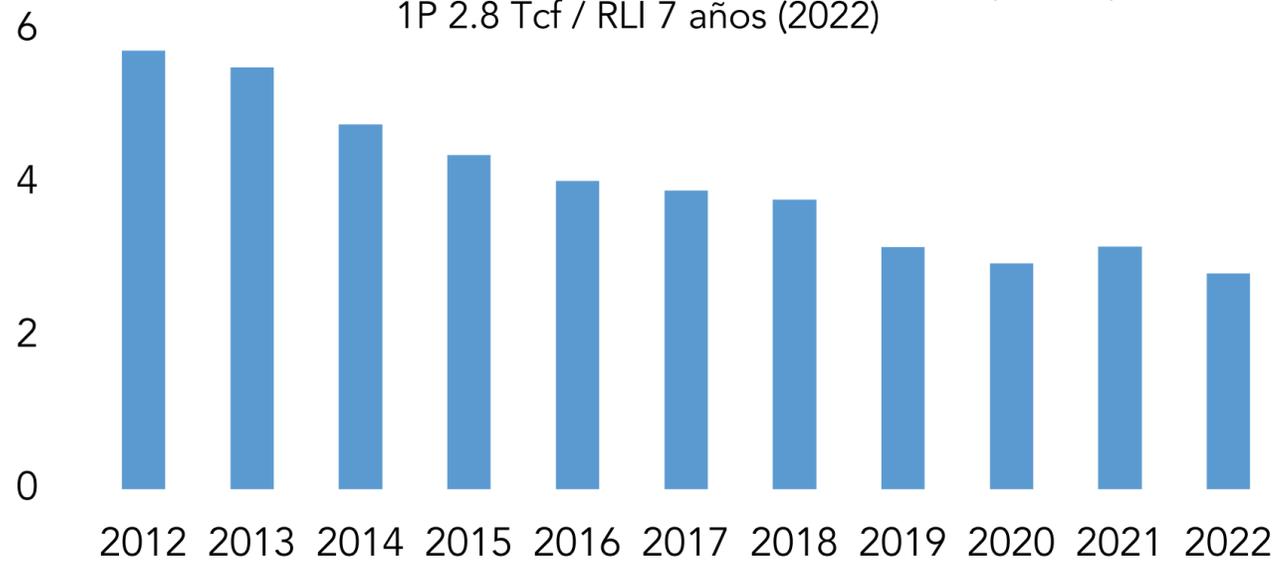
- Canacol es el mayor productor independiente de gas de Colombia
- Mayor proveedor de la costa caribeña, avanzando en el acceso al mercado interior

Producción de Gas Natural en Colombia^(2,3) (en mmscfd)

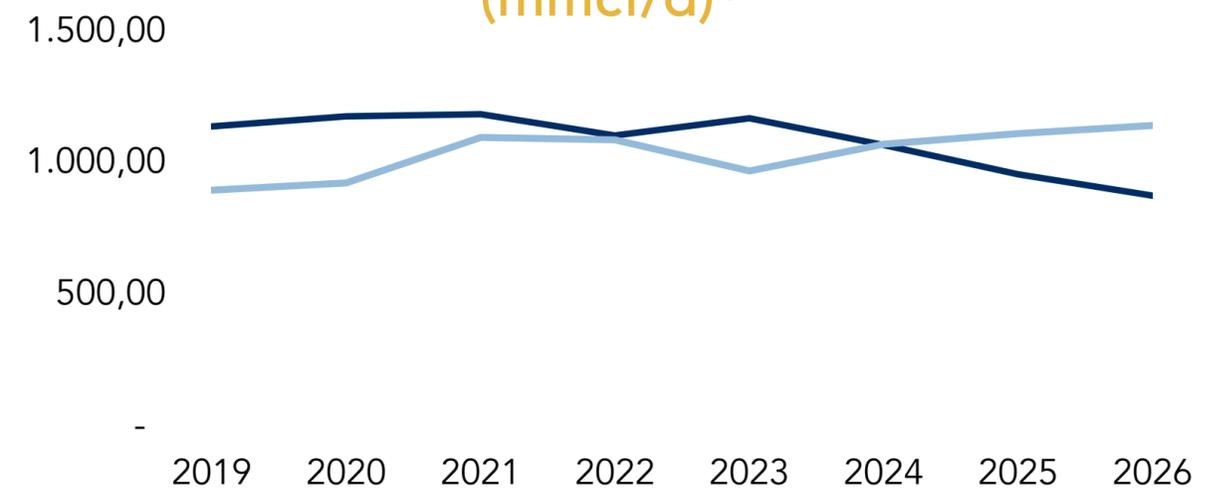


Reservas Probadas de Colombia (TCF)¹

1P 2.8 Tcf / RLI 7 años (2022)



Oferta / Demanda de Gas en Colombia (mmcf/d)⁴



(1) Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

(2) Fuente: Producción comercializada de gas reportada por la ANH y cálculos de Canacol.

(3) Fuente: Gestor del Mercado & Cálculos Canacol. Producción de Canacol a 31 de diciembre de 2022.

(4) El histórico y las proyecciones se obtienen de UPME, Octubre 2020 Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (Escenario de Abastecimiento 2 excluyendo proyecciones de importación; Proyección de Demanda Promedio, excluyendo evaluación de potenciales adiciones de demanda por eventos El Niño). Los datos históricos y las proyecciones de la oferta se obtienen del Informe de Demanda y Proyección de Electricidad y Gas Natural 2021-20235 de la UPME 2022.

El gas natural liderará la transición energética en Colombia

Cambio Climático

- Colombia planea usar más gas para cumplir su Objetivo de Emisiones de CO₂ del Acuerdo de París: 51% ↓ en 2030
- El gas produce 50% menos CO₂ que el Carbón y 30% menos que el Petróleo

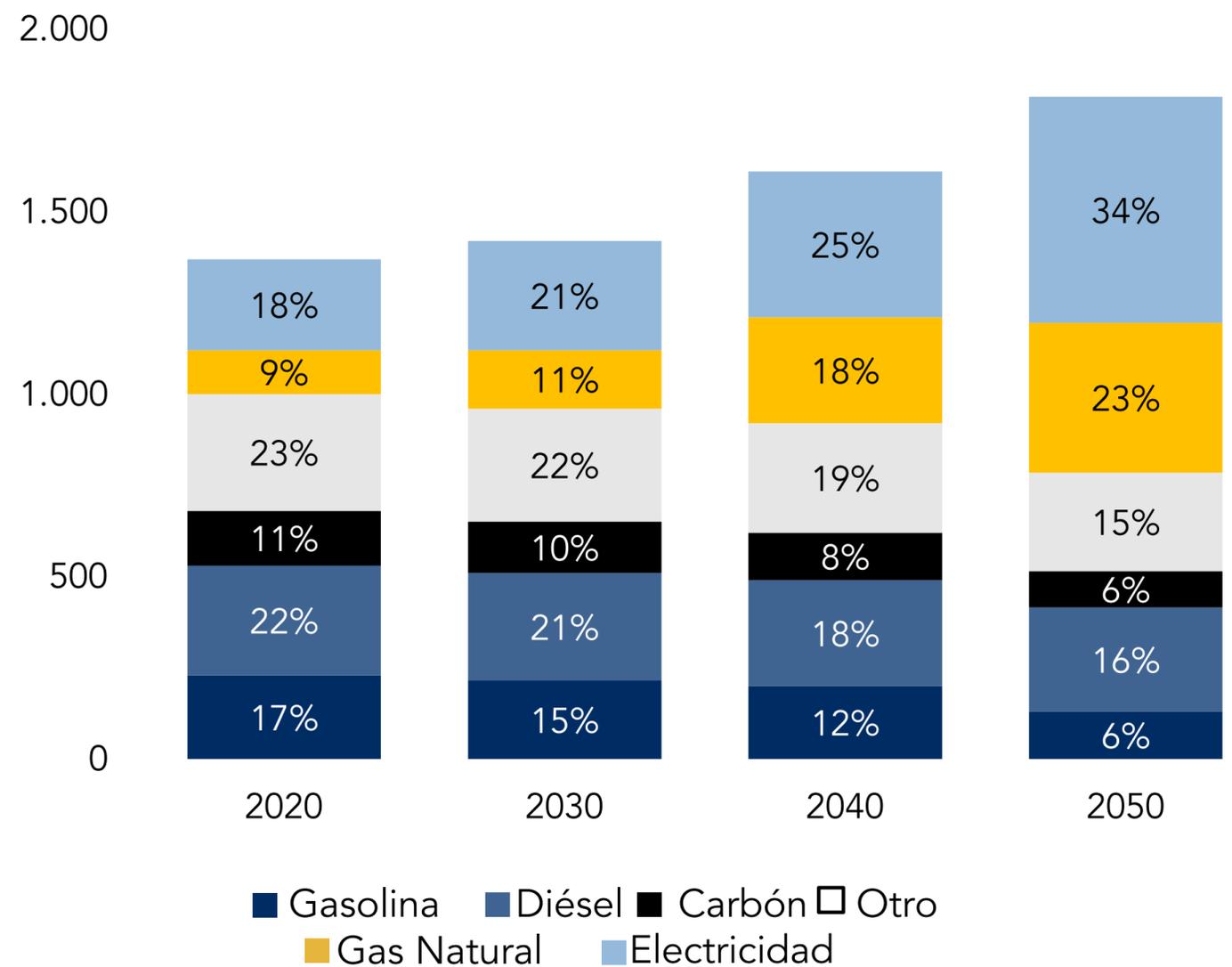
Contaminación del Aire

- Uno de los mayores problemas de salud en Colombia que cuesta 1.93% del PIB¹
- Solución con cerca de CERO contaminantes causantes de esmog: GAS

Renovables

- El gas continuará suministrando la generación de energía de respaldo mucho más allá del 2030, reemplazando el carbón y el petróleo para la generación de energía eléctrica

Proyecciones de Demanda de Energía (PJ)¹



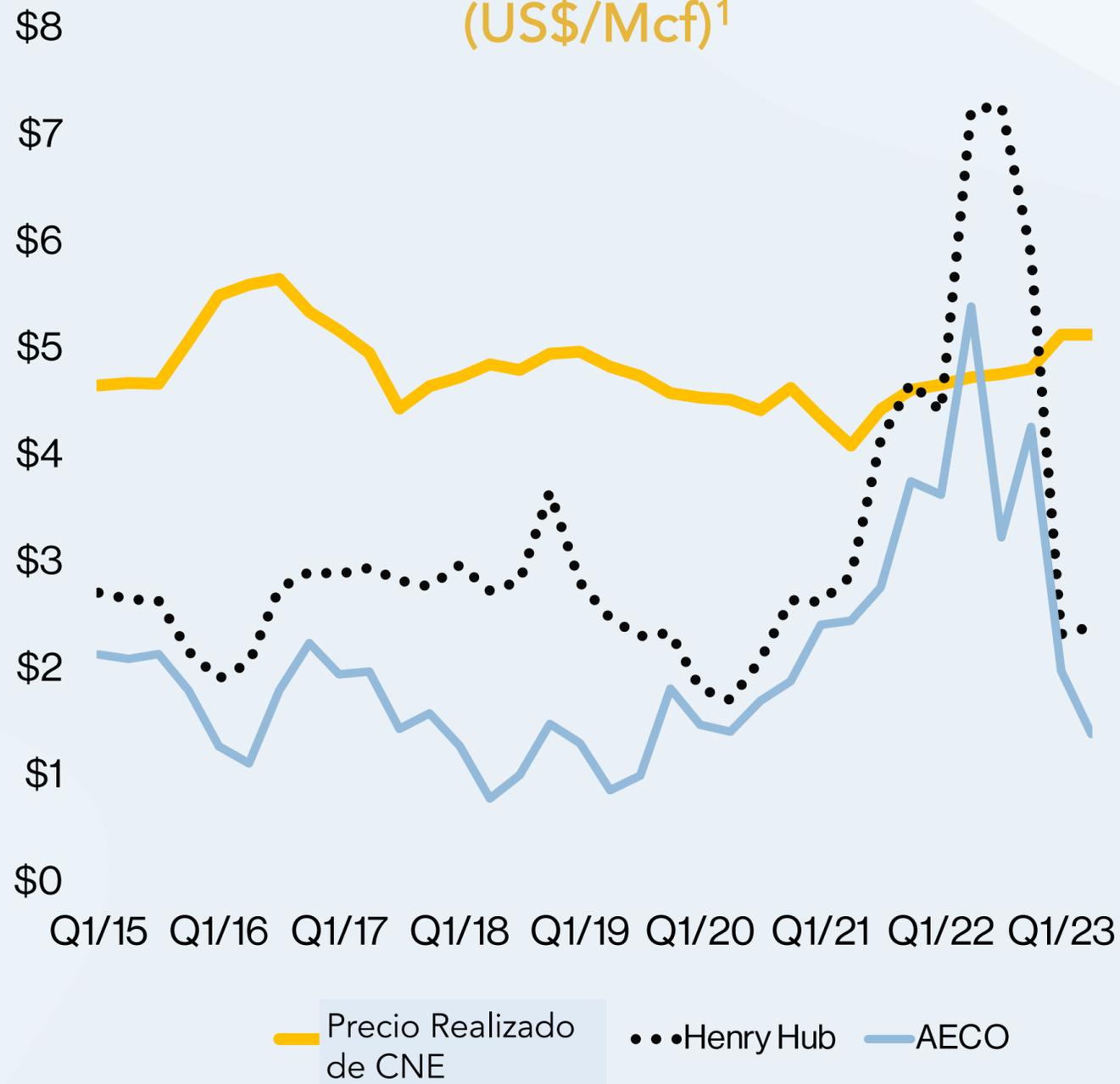
El gas es la alternativa más limpia

(1) Fuente: Plan Energético Nacional UPME, febrero 2020. Escenario "Nuevas Apuestas", que se refiere a un escenario dentro del plan energético nacional en el que se reducen las emisiones de CO₂ en un 30% desde un escenario Business As Usual. Los otros escenarios del estudio anticipan tanta o más demanda de gas que el escenario que se muestra.

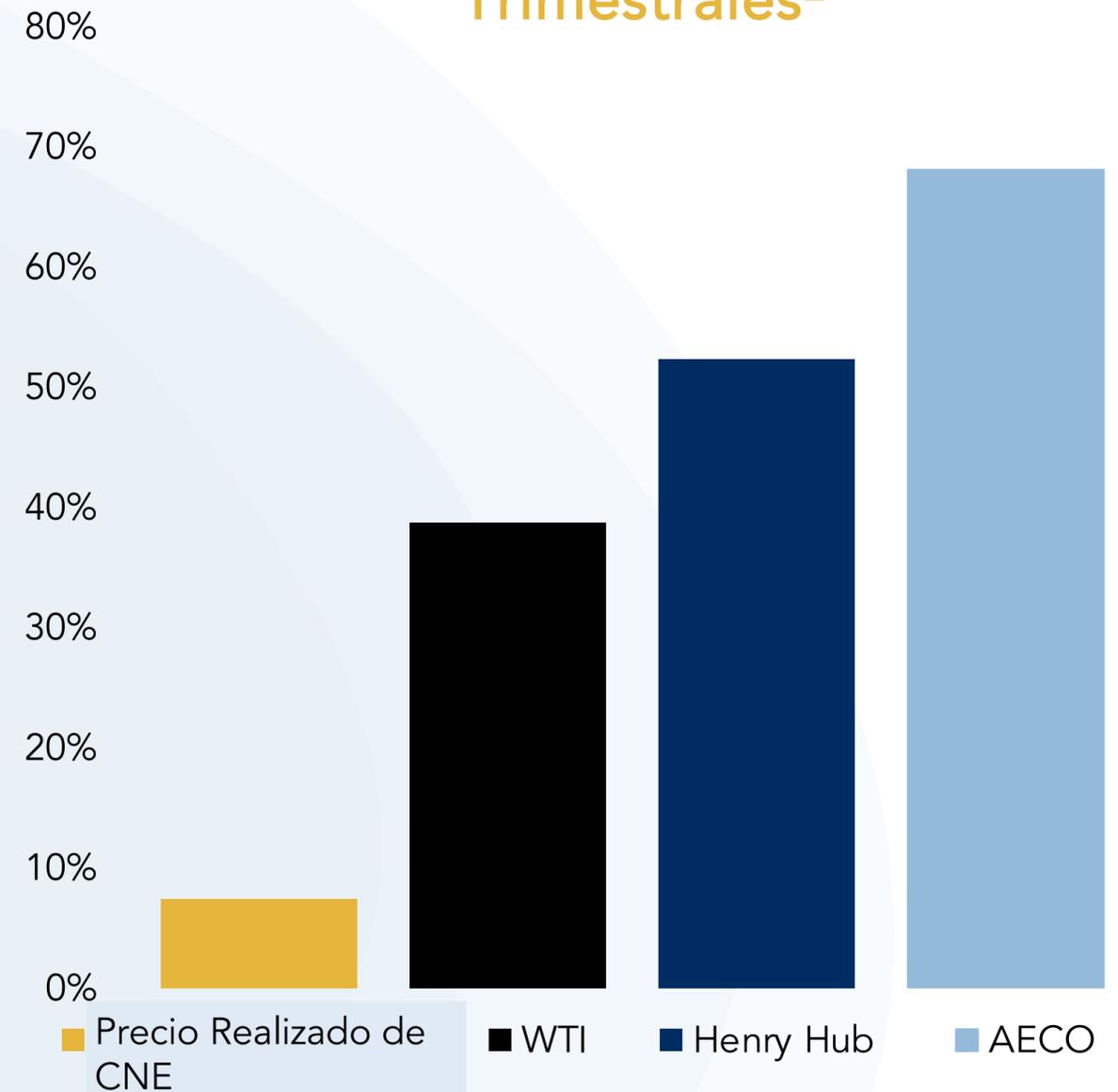
Escasez de Suministro a Largo Plazo = Precios de Gas Altos y Estables

Los contratos de venta y transporte de Canacol nos dan una fuerte ventaja competitiva para satisfacer la creciente demanda de gas de Colombia

Histórico de precios realizados de gas (US\$/Mcf)¹



Volatilidad de los Precios Promedio Trimestrales²



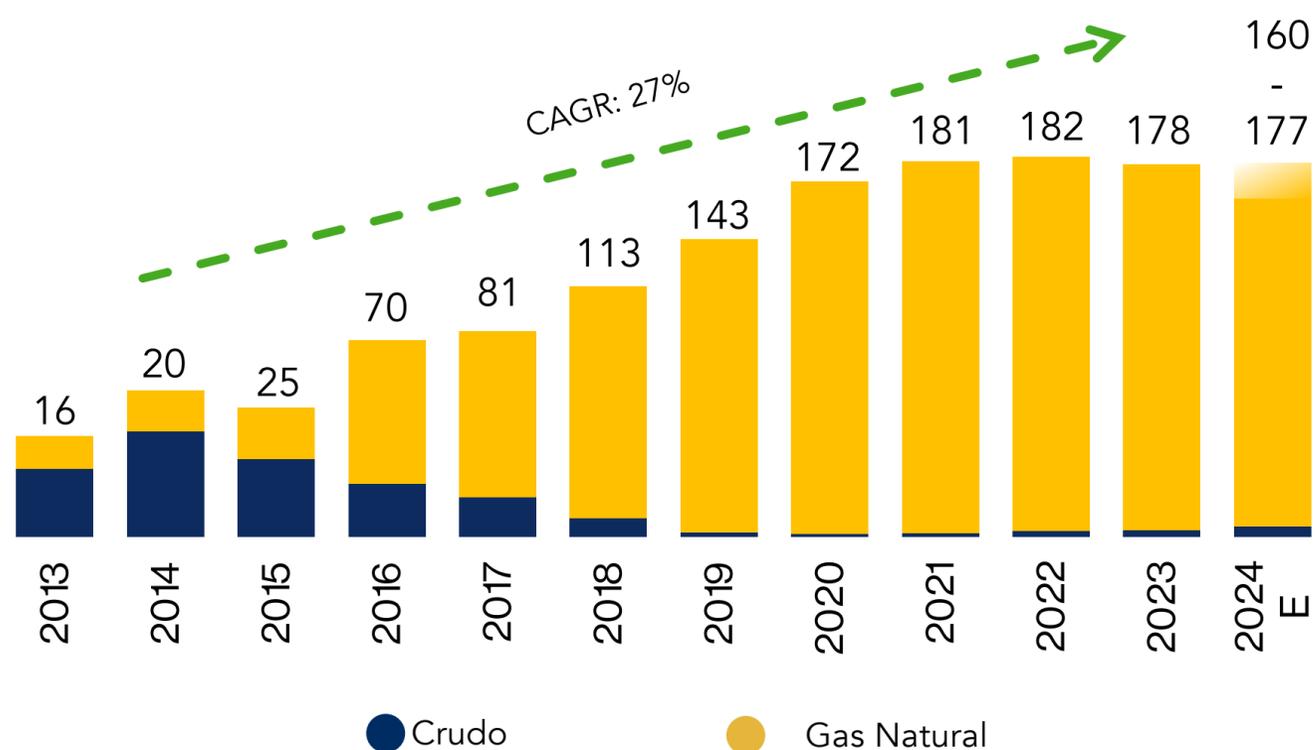
Contratos de venta de gas de Canacol

Contratos en firme a precio fijo en dólares estadounidenses en boca de pozo. Los precios aumentan ~ 2 % por año y el plazo del contrato oscila entre 1 y 12 años

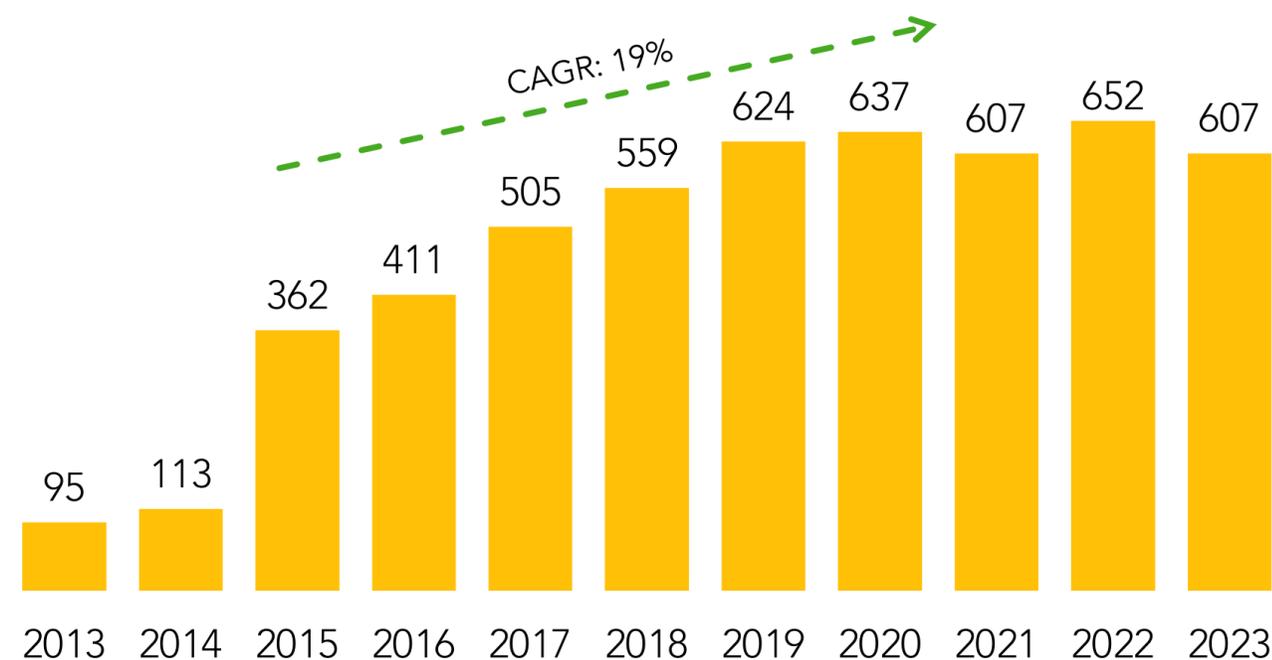
(1) El Precio Realizado de Canacol (CNE) es Neto de Costos de Transporte.
 (2) Desde el 1T18 al 1T23.

Sólida trayectoria

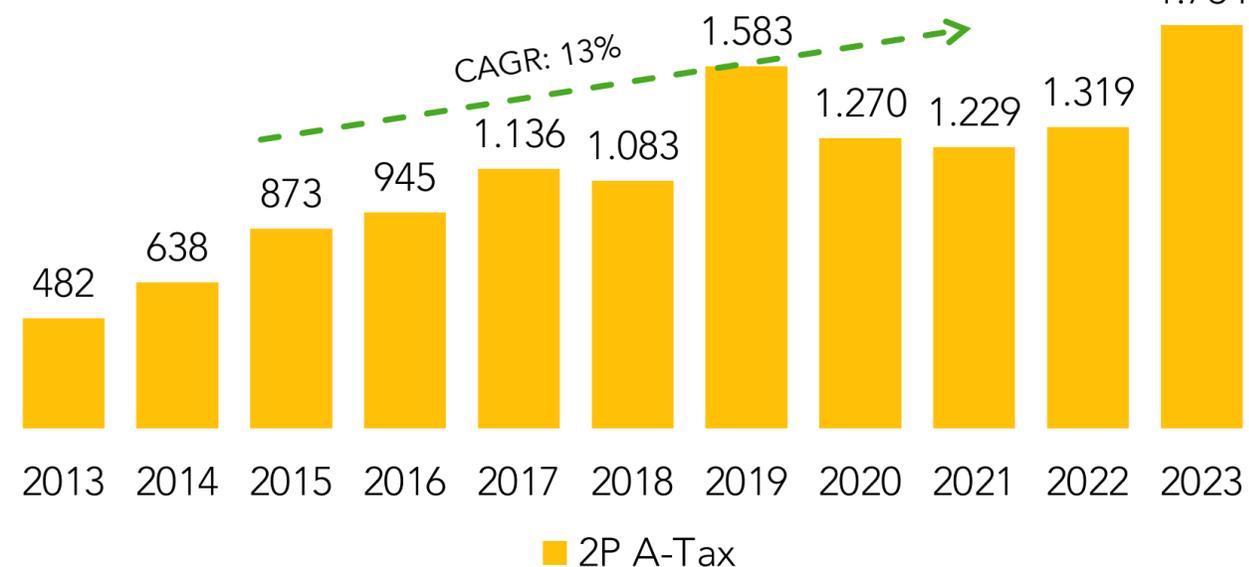
Ventas de Gas Natural (MMscfd)



Reservas 2P de Gas Natural (bcfe)



VPN10 Después de Impuestos (USD\$MM)¹



Índice de vida de reservas (yrs)	
1P	4.8
2P	9.9

1. Los cálculos de CAGR se basan en el crecimiento de los valores a junio de 2013 a los valores a diciembre de 2022. La evolución histórica de las reservas de gas es según las divulgaciones anuales NI 51-101 para la reconciliación de reservas, según lo informado en nuestros formularios de información anual en SEDAR. A partir del 31 de diciembre de 2015, Canacol cambió el cierre de su ejercicio fiscal del 30 de junio al 31 de diciembre.

2. Las divulgaciones importantes con respecto a la información de reservas que se muestran se encuentran en la diapositiva Avisos al final de la presentación, así como en nuestro comunicado de prensa con fecha del 21 de marzo de 2024.

3. Las cifras de 2013 y 2014 son al 30 de junio. A partir del 31 de diciembre de 2015, Canacol cambió el cierre de su año fiscal del 30 de junio al 31 de diciembre. Las reservas históricas son solo para el gas de Colombia y excluyen las reservas de petróleo liviano y mediano que se entregaron a los accionistas con Arrow Exploration en 2018, así como los "volúmenes atribuidos" para las operaciones en Ecuador que también se desinvertieron en 2018. Las reservas 2P de 2022 incluyen 33 bcfe de reservas de petróleo recién descubiertas.

4. Reservas de interés de trabajo según el informe de reservas independiente preparado por Boury Global Energy Consultants ("Boury") a partir del 31 de diciembre de 2023. Índice de vida útil de las reservas basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2023 de 168,127 Mcfpd.

Plan para el 2024

Ventas de Gas

160 – 177 MMscfpd

Capex

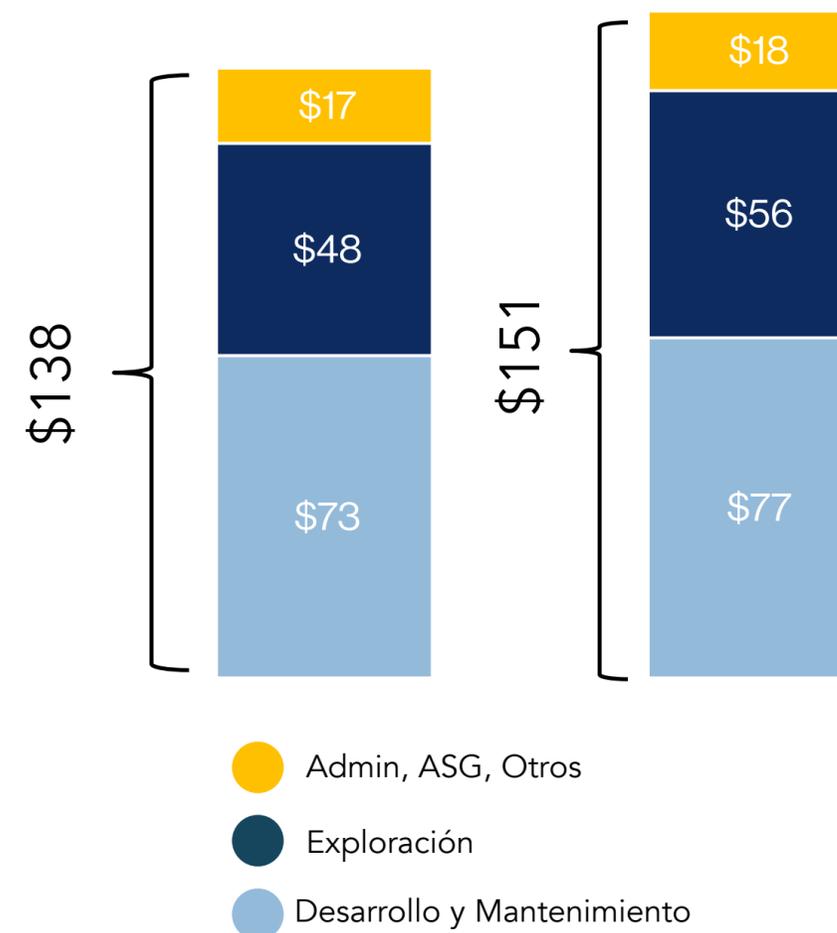
US\$138 - \$151 MM

	2023	Guía 2024	
		Bajo	Alto
Volumen de ventas de gas natural (MMscfpd)	178	160	177
Ventas al contado interrumpibles como % del total	17%	23%	30%
Precio promedio de venta de gas asumido (\$/Mcf)	\$5.41	\$6.59	\$6.59
Ganancia operacional neta (\$/Mcf)	\$4.11	\$4.91	\$4.91
EBITDA (US\$ millones)	\$236	\$250	\$290

Sensibilidades del EBITDA (US\$MM)

	Volumen venta de Gas Natural (MMscfpd)	Promedio precio realizado del gas (US\$/mcf)		
		-5%	(US\$/mcf)	+5%
	160	\$6.26	\$6.59	\$6.92
	177	\$234	\$250	\$266
		\$272	\$290	\$308

CAPEX (US \$MM)



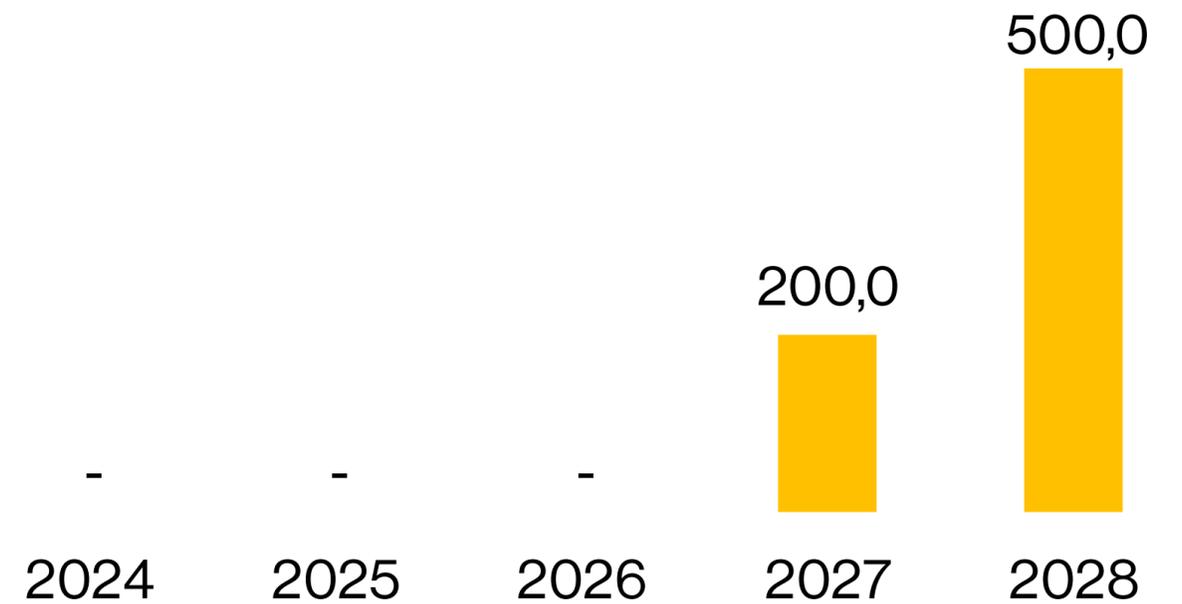
Centrados en

- Mantener la producción, el flujo de caja y las reservas en el core del Valle del inferior del Magdalena.
- Perforar hasta 9 pozos, 4 de ellos de exploración.

Perfil de Deuda:

- Notas Senior: \$500 million
Vencimiento: Nov 2028,
Tasa de Interés: 5.75%
- Facilidad de Crédito Rotativo: \$200 million
\$200 millones retirados
Vencimiento: Feb 2027
Tasa de Interés: SOFR + 4.5% sobre monto desembolsado
- Arrendamiento y Otras Obligaciones: \$14,0 millones
Múltiples Tasas de Interés, Vencimientos y Denominaciones de Moneda

Principales Vencimientos(US\$mm)



Efectivo: \$39 mm

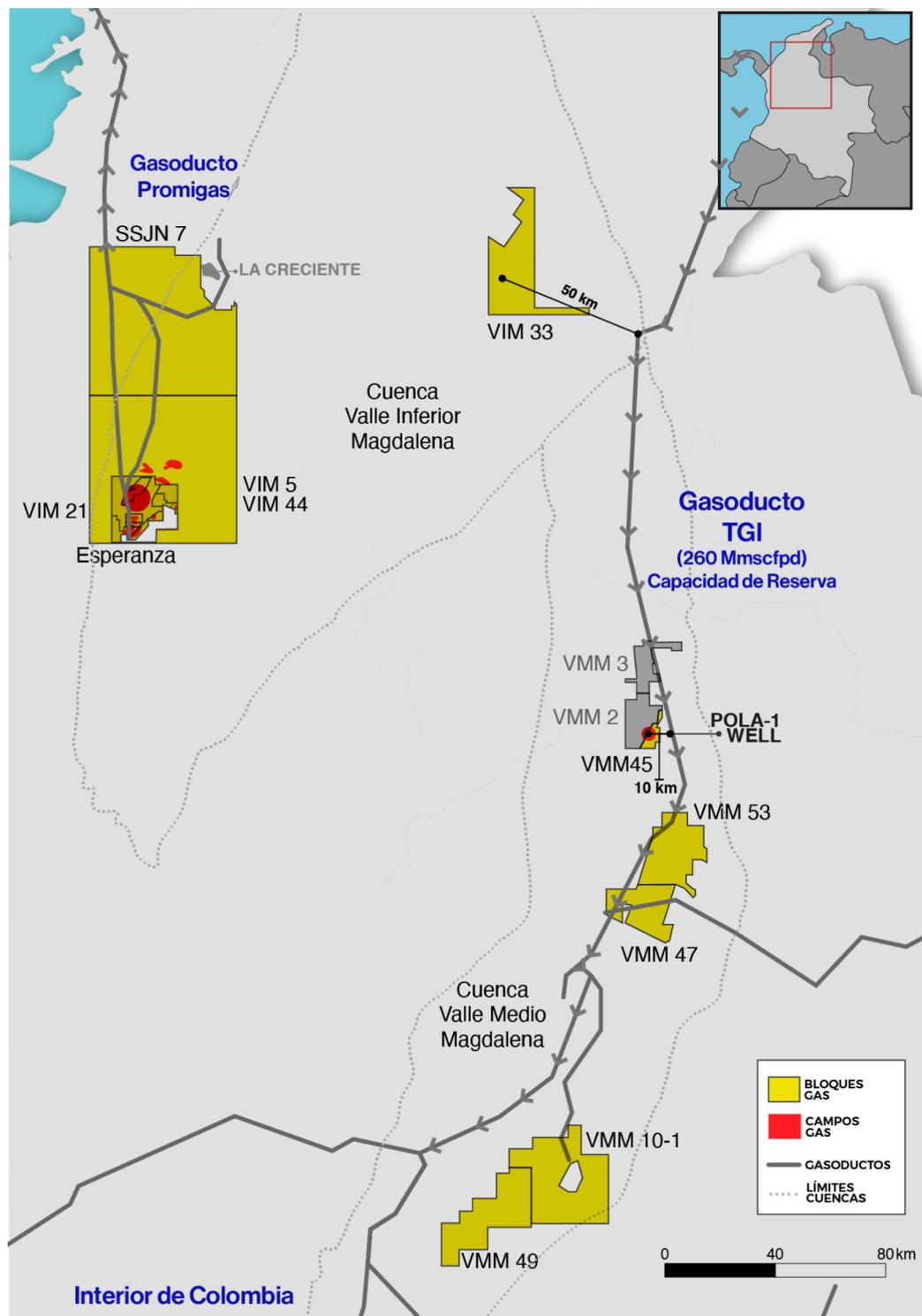
- Índice de apalancamiento consolidado (LTM Adj. EBITDA / Deuda Neta)²: 2.8x

1. Todos a 31 de diciembre de 2023.

2. Para una descripción completa y el cálculo de nuestro Ratio de Apalancamiento Consolidado, consulte el más reciente MD&A de la compañía

Posicionados para Crecer

Gran base de recursos



Continuar Utilizando la Mejor Tecnología y Experiencia para Eliminar el Riesgo del Gran Potencial de Recursos

Suelo (Gas):
Bloques: 11
Acres netos: 1.5MM

Recursos prospectivos medios:
Sin riesgo: 20.5 TCF
Con riesgo: 7.6 TCF

	Recursos prospectivos brutos (BCF)					
	Prospectos / Leads	Sin riesgo				Con riesgo
		Bajo P90	Mejor P50	Media	Alta P10	Media
Yacimientos Clásicos Terciarios en LMV y MMV	160	2,533	3,098	3,221	4,012	986
Yacimientos del Cretácico en MMV	18	12,278	16,618	17,304	23,080	6,590
Agregación Total	178	15,414	19,870	20,525	26,380	7,576
<i>De los cuales: Prospecto Pola-1</i>	<i>1</i>	<i>579</i>	<i>1,057</i>	<i>1,161</i>	<i>1,890</i>	<i>470</i>

Trayectoria²

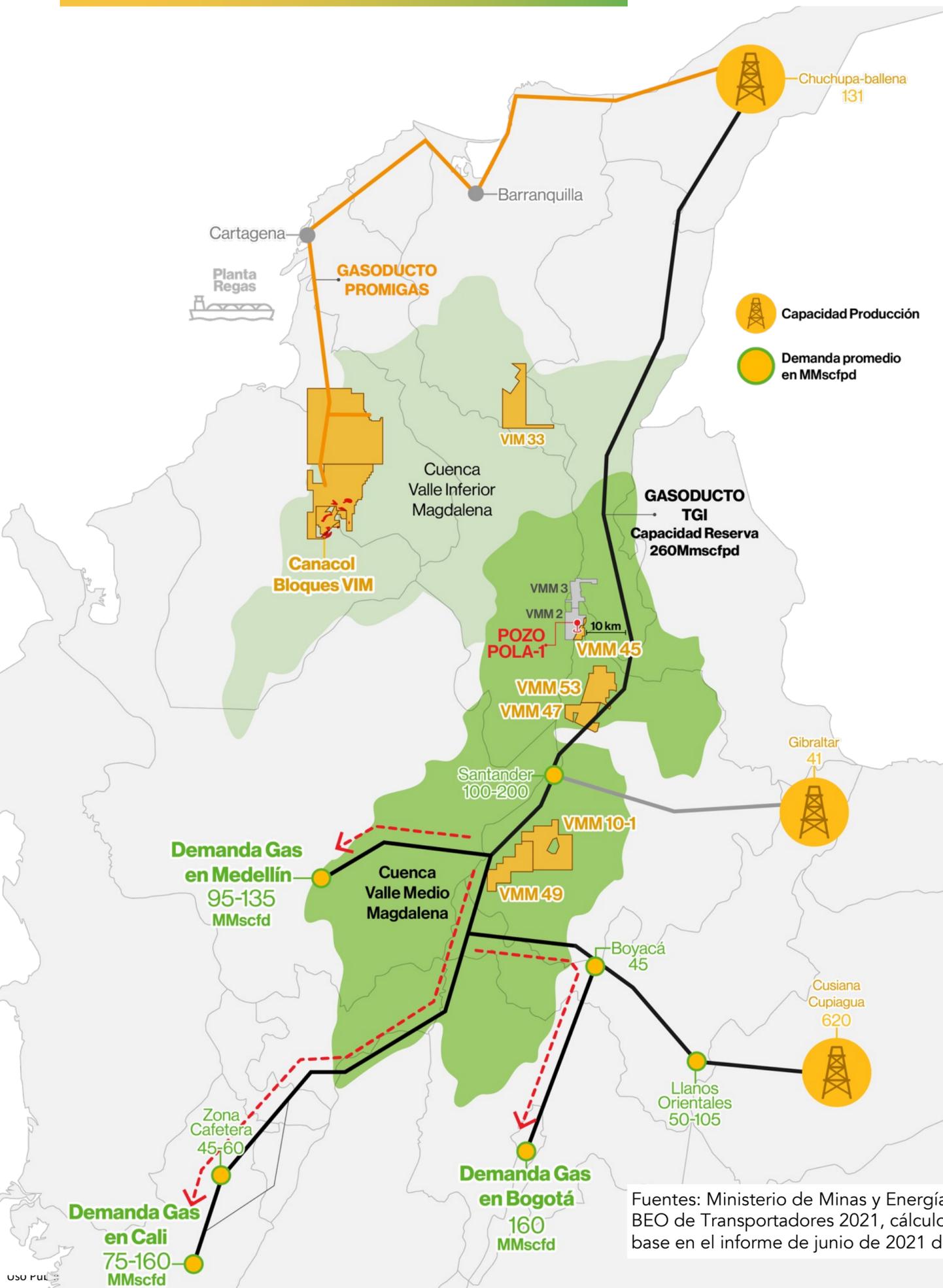
Pozos de exploración/evaluación	35/43 (81%)
Pozos de desarrollo	30/32 (94%)
Pozos totales	65/75 (87%)

- Estrategia de cinta transportadora para perforar constantemente 178 prospectos individuales y leads para apuntar a conversión de recursos en reservas con alta eficiencia de capital
- Producción probada de yacimientos clásticos terciarios en la cuenca del Magdalena Inferior y emocionante nuevo potencial de *play* en yacimientos del Cretácico en la cuenca del Magdalena Medio

1. Informe de recursos prospectivos brutos para gas natural convencional elaborado por Boury Global Energy Consultants (BGE), a partir del 31 de diciembre de 2021.

2. El historial refleja el éxito de la perforación durante el período 2014 hasta enero de 2023.

Cuenca Valle Medio del Magdalena



Exploración del Valle Medio del Magdalena

Cuenca de hidrocarburos probada

Largo historial de producción de petróleo y gas a partir de múltiples yacimientos

- Crudo: 1.9 Billones barriles descubiertos¹⁾
- Gas: 2.5 TCF descubiertos¹⁾

Calidad Reservas

- Las rocas cretácicas albergan una combinación ideal de elementos de yacimiento, incluidos carbonatos de productividad probada

Oportunidades de Exploración

- Importante potencial probado de hidrocarburos en rocas profundas del Cretácico y rocas más superficiales de edad terciaria.

Acceso al Mercado

- Gasoducto TGI existente con 260 mmscfd de capacidad disponible
- Acceso al interior del país, donde se localiza el 60% de la demanda de gas
- En caso de éxito, rápida comercialización
- Más de 600 MMscfd de demanda en el interior

Fuentes: Ministerio de Minas y Energía, Declaraciones de Producción para 2021, Gestor del Mercado, XM, BEO de Transportadores 2021, cálculos de la gerencia de Canacol, % de Capacidad Usada calculado con base en el informe de junio de 2021 del "Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia".

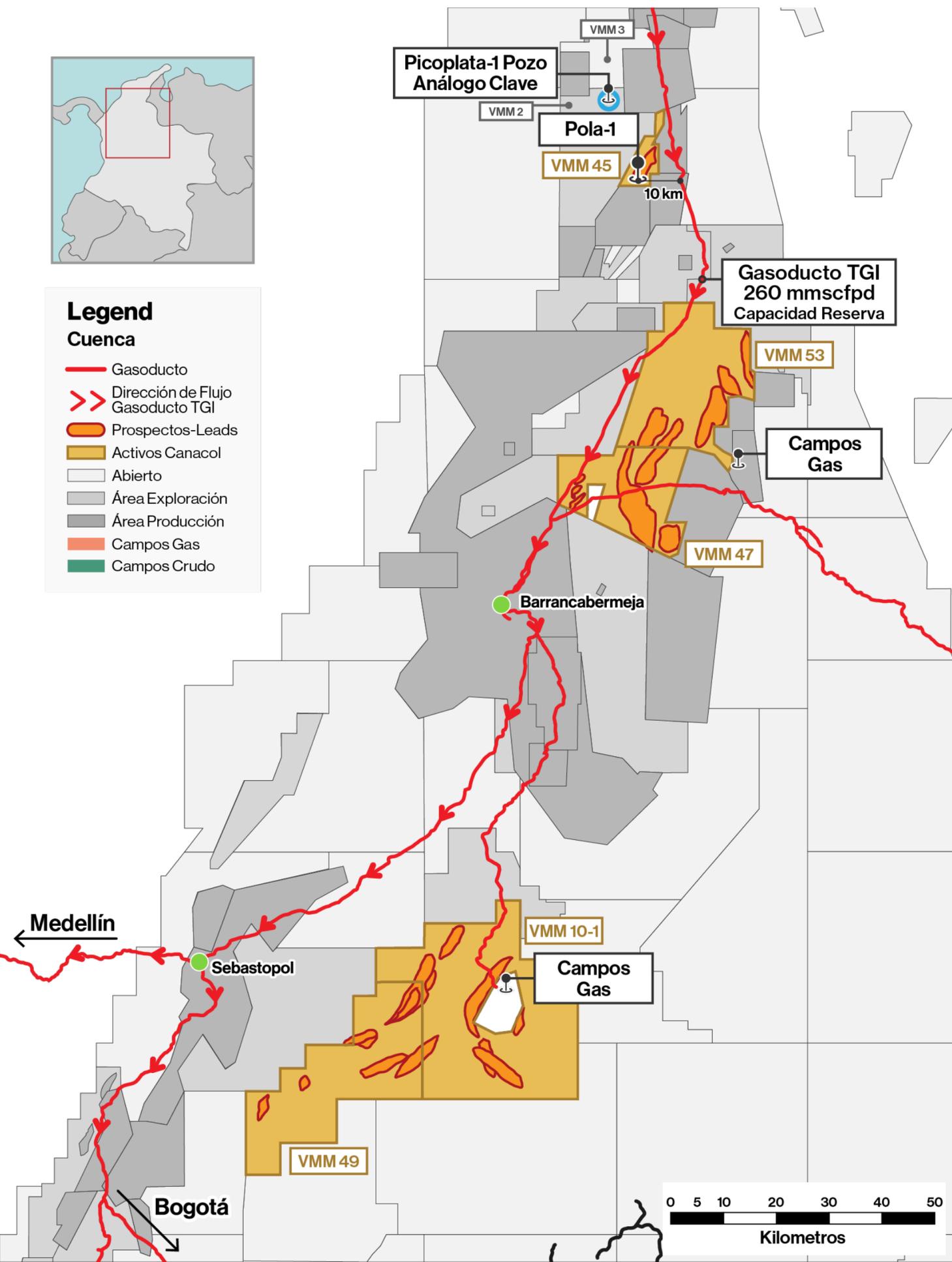
Importantes oportunidades de recursos en nuestro portafolio del Magdalena Medio



Legend

Cuenca

- Gasoducto
- Dirección de Flujo Gasoducto TGI
- Prospectos-Leads
- Activos Canacol
- Abierto
- Área Exploración
- Área Producción
- Campos Gas
- Campos Crudo



Área prospectiva de Canacol

En tres Rondas de Licitación sucesivas, CNE adquirió

5 bloques
610,981 acres
100% WI

- Múltiples oportunidades a lo largo de la ruta del gas natural convencional
- 17.3 / 6.6 TCF de potencial de recursos prospectivos sin riesgo / con riesgo en 18 prospectos profundos identificados
- Cerca del principal sistema de gasoductos TGI (260 mmscfd de capacidad libre): rápido potencial de comercialización

Exploración de yacimientos de gas convencionales en el Cretácico profundo y el Terciario poco profundo

¿Por qué Bolivia?

Entorno operativo favorable (a pesar de las disputas políticas):

- Economía en crecimiento y estable⁽¹⁾:

Tasa de crecimiento del PIB a 10 años:	4.7%
Tasa de inflación a 10 años:	2.9%
Desempleo	3.5%

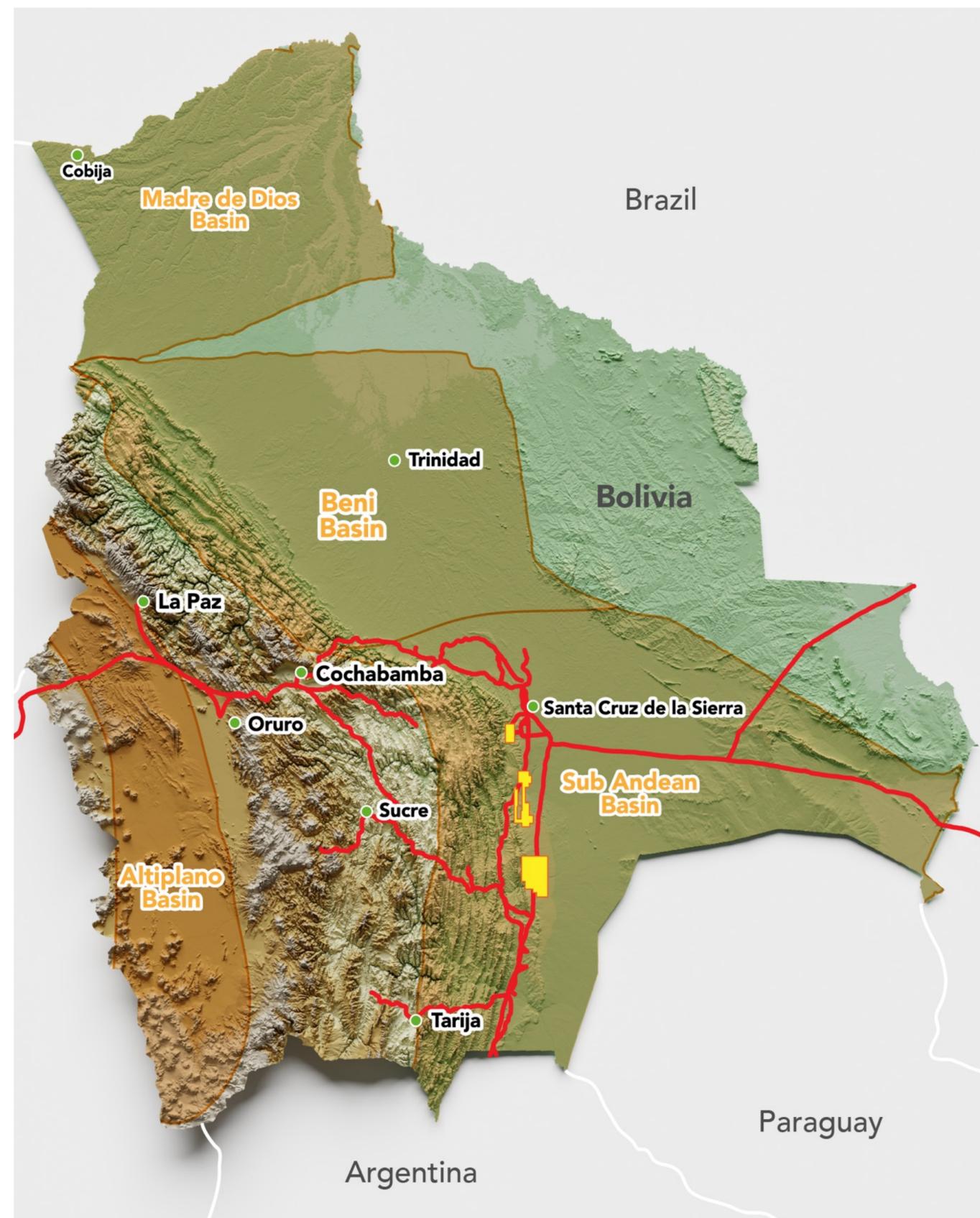
Economía bimonetaria (USD and BOB)
- Pocos problemas medioambientales o sociales
- Importantes servicios petroleros
- Gasoducto de exportación existente para una rápida comercialización a Brasil y Argentina

Condiciones contractuales estables

El Gobierno boliviano atrae inversiones para aumentar las reservas y la producción de gas

- Contratos negociados directamente con el Gobierno
- Condiciones contractuales:
 - Fase de exploración: 3-5 años.
 - Fase de comercialización: 30- 40 años.
 - Participación gubernamental 60%
 - Contratos de reparto de beneficios (tras inversiones y costes)
 - Aprobado por el Congreso, sólo puede modificarse con otra ley.

(1) Fuente: Datos del Banco Mundial para 2022

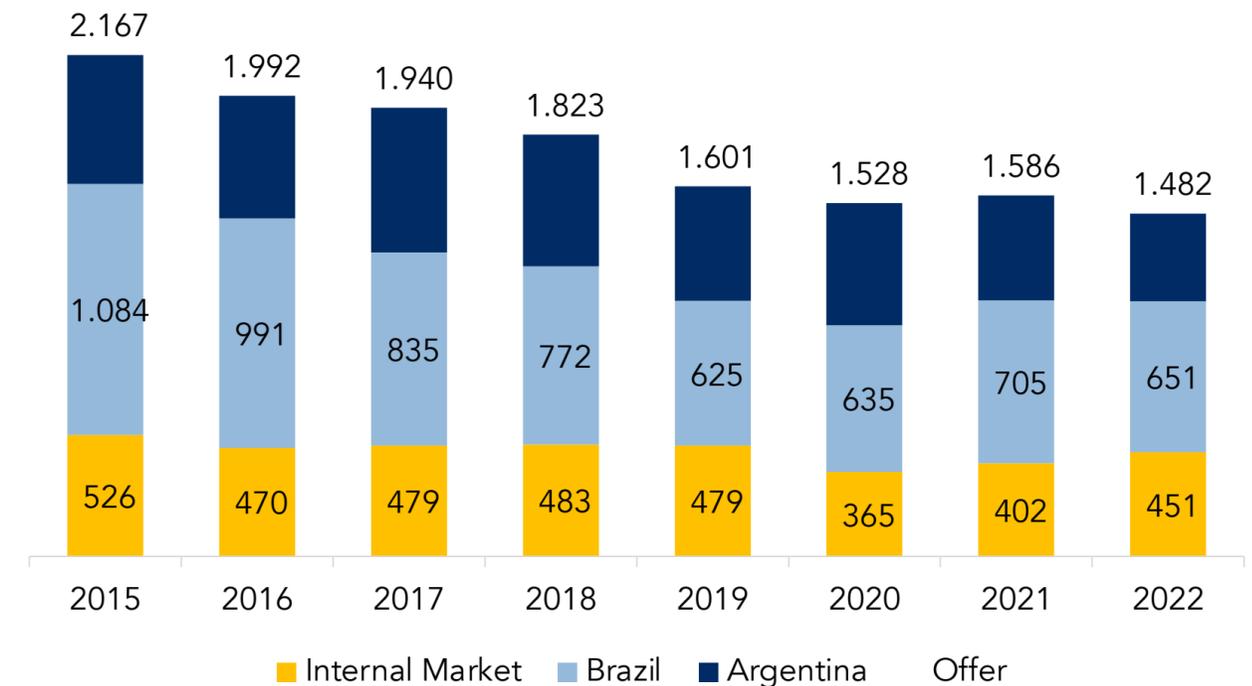


Bolivia - Segundo exportador de gas de Suramérica

Atractivas oportunidades de exportación de gas

- Desde 2015 descenso continuo de la producción de gas en Bolivia
- Demanda interna de gas 400-500 mmscfd
- El resto de la producción se exporta a Brasil y Argentina (65% - 75%)
- Las exportaciones de gas representan ~ 33% de las exportaciones totales de Bolivia
- Los gasoductos de exportación existentes tienen ~35% de capacidad libre
- Sólidos precios del gas de exportación ~ US\$10-15 / mcf

Descenso de la producción de gas en Bolivia (en mmscfd)⁽¹⁾

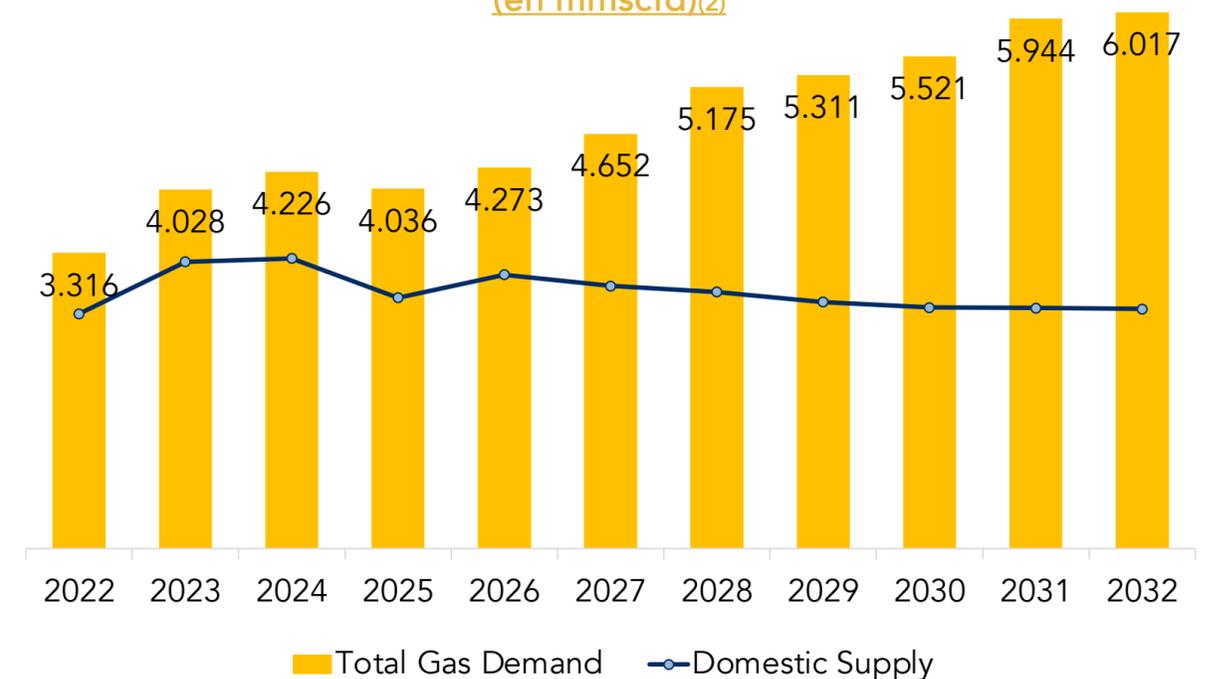


Mercado de Brasil

- Producción nacional estancada
- Crecimiento previsto de la demanda de gas ~6,1%.
- Exceso de demanda abastecido por las exportaciones de gas de Bolivia y GNL a través de terminales de regasificación
- Gasoducto GASBOL: gasoducto de exportación de Bolivia a Sao Paulo y Porto Alegre en Brasil

Capacidad 1,1 bcf/d de los cuales ~35% no utilizados

Creciente demanda de gas prevista en Brasil (en mmscfd)⁽²⁾



(1) Fuente: Gela Consultores. Informe 2022.

(2) Fuente: Gela Consultores. Informe 2022.

Potencial de Gas en la Cuenca Sub Andina

Cuenca subandina (piedemonte y llanura)

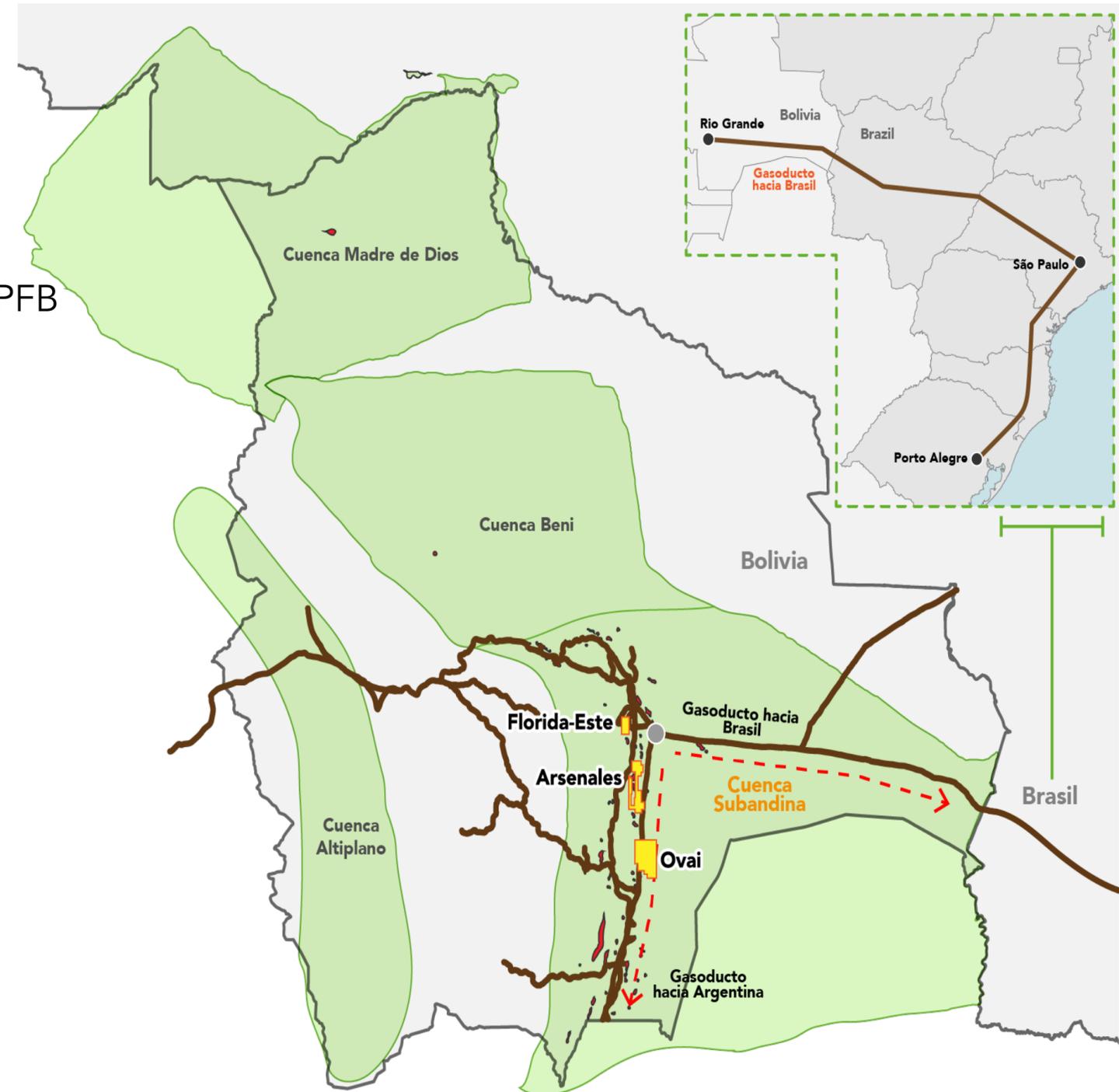
- 100% de la producción actual de gas en Bolivia
- Exportaciones de gas en 2022:⁽¹⁾
 - A Brasil: 651 mmscfd
 - A Argentina: 380 mmscfd
- Principales actores: Repsol, PBR, Total, OXY, BP, Shell & YPFB
- 17 descubrimientos de 2010 a 2023, la mayoría <1 TCF
- Sólo 9 pozos perforados en los últimos 5 años
- Grandes empresas que invierten en Bolivia:⁽²⁾
 - Petrobras (2.500 millones de dólares)
 - YPFB (7 pozos previstos para 2024)

Recursos significativos

- Infraexplorado / subdesarrollado
- Reservas de gas probadas estimadas 9TCF⁽³⁾
- Recursos prospectivos ⁽⁴⁾
 - 34 TCF (Cuenca Sub Andina)
 - 12 TCF (Cuenca Madre de Dios)
- >100 prospectos de tamaño medio aún por perforar

Entrada estratégica de Canacol en Bolivia

- Prolífica cuenca propensa al gas: redesarrollo de yacimientos maduros de gas de bajo riesgo e importante potencial de exploración de gas
- Bloques rodeados de yacimientos en producción, instalaciones de procesamiento existentes y atravesados por gasoductos y carreteras de exportación



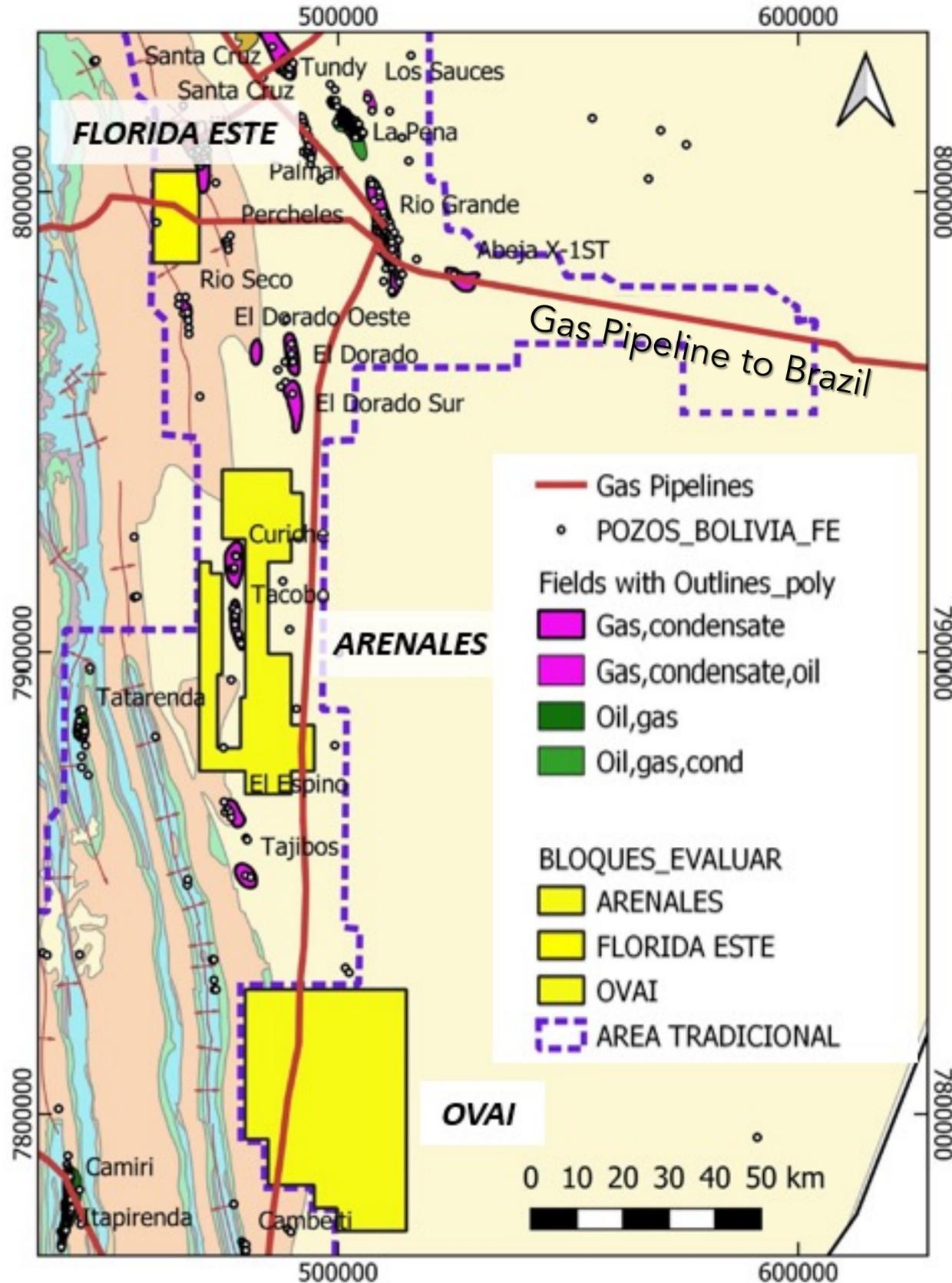
(1) Fuente: Gela Consultores. Informe 2022

(2) Inversiones previstas anunciadas por estas empresas.

(3) Fuente: Sproule Consulting

(4) Fuente: Beicip-Franlab Consulting

Bolivia - Gran potencial de crecimiento asegurado



Oportunidad de Canacol en la cuenca subandina

- 3 contratos E&P con YPFB aprobados por el Congreso (Florida Este, Arenales y Ovai) + 1 contrato pendiente de aprobación
- Estratégicamente situado a lo largo de las principales rutas de gasoductos con exportación a Brasil: rápida comercialización en caso de éxito
- Potencial de perforación multizona
- Pozos habituales: 3300- 8000 pies - \$3,5 - \$5,5 MM/pozo

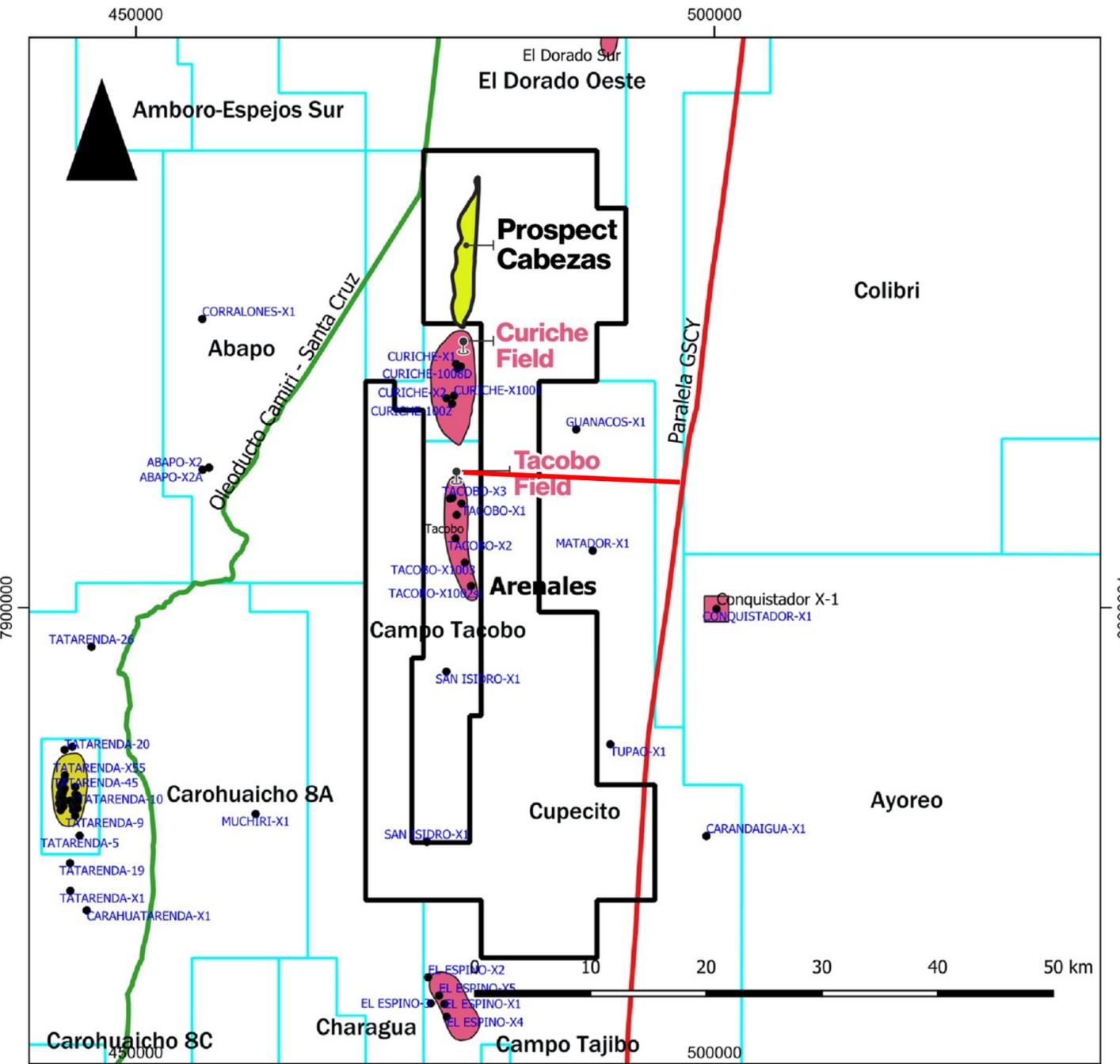
Economía robusta:

- Altos precios de exportación del gas (~ 10-15 US\$/mcf)
- El gobierno se lleva ~60% (regalías + impuesto sobre la renta)
- Reparto de beneficios (tras inversión y costes): 90% CNE / 10% YPFB
- Compromiso de capital modesto: 27 millones de dólares (4 bloques - en 5 años)

Plan de Negocio:

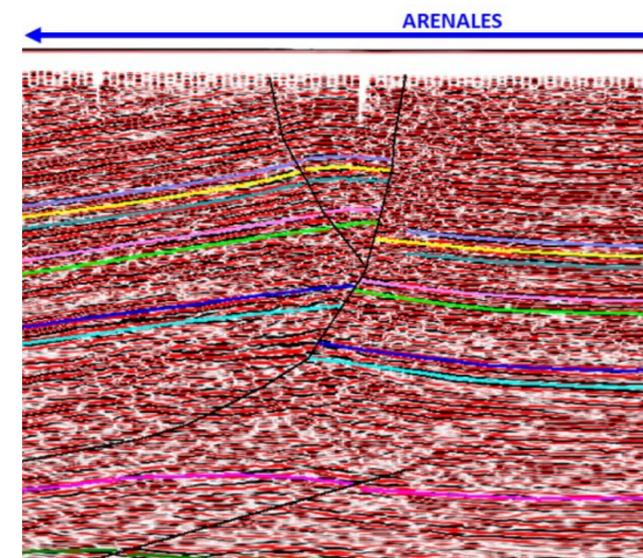
2024	Firma del 4º contrato
2025 - 2026	2025: producción inicial de la remodelación del yacimiento + Generación flujo de caja
2027 en adelante	Actividad exploratoria en Florida Este, Arenales y Ovai Financiado principalmente con el FCF de la remodelación del campo
2029-2030	
Objetivo 120-230 mmscfd ⁽¹⁾ de Producción de gas	

Bolivia - Ejemplo de Potencial de Exploración



Ejemplo de potencial de exploración

- **Lead / Nombre Prospecto:** Cabezas
- **Bloque:** Arenales
- **Ubicación:** Inmediatamente al norte y en tendencia (de falla) con los campos de gas en producción operados por Plus-petrol en Curiche y Tacobo
- **Tipo:** Cierre estructural limitado por fallas con prospectividad multizonal en formaciones del Mioceno y del Devónico más profundo
- **Profundidad:** 7500ft
- **Costo:** US\$5MM



Primary Targets:

- Fm. Tariquia Inferior
- Fm. Yecua
- Fm. Petaca

Secondary Targets:

- Fm. Iquiri
- Fm. Huamampampa

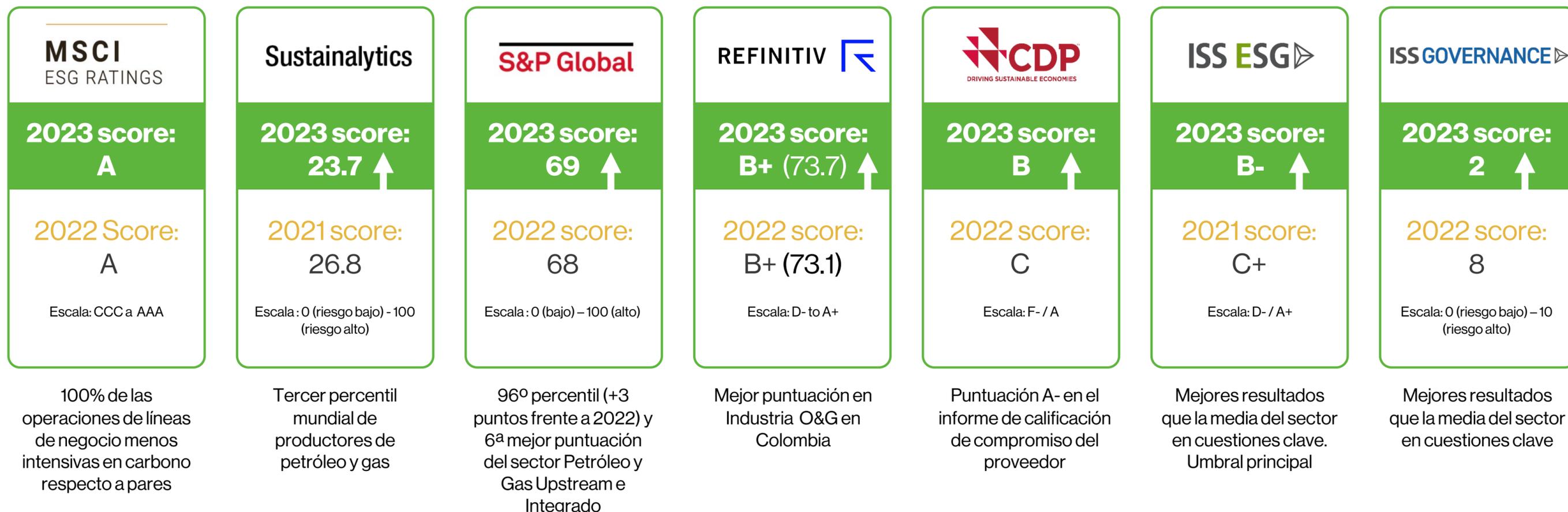
Campos Curiche + Tacobo:

- Gas original en sitio: 550 BCF
- Producción acumulada: 280 BCF
- Producción diaria combinada: 90 mmscfd

Nuestra Estrategia ESG: avanzando hacia emisiones cero y el desarrollo sostenible

Desempeño ESG - Calificaciones

Reconocemos el valor del seguimiento, la evaluación y el aprendizaje en las calificaciones ESG año tras año



Premios y certificaciones ESG 2022-23



Sello plata Equipares



Certificados como "Un Gran Lugar para Trabajar" por GPTW



Evaluación global de sostenibilidad empresarial de S&P



Miembros de IPIECA



Miembro de la Iniciativa de Principios Voluntarios de Seguridad y Derechos Humanos



Miembro de la Iniciativa de Principios Voluntarios de Seguridad y Derechos Humanos

Nuestro progreso hacia la excelencia ESG



Puntos clave



Canacol se compromete a explorar y producir el gas natural necesario para mejorar la calidad de vida de millones de colombianos de manera segura, eficiente y rentable con los más altos estándares ESG

Un futuro energético más limpio



Agua

- No operamos en zonas con estrés hídrico
- 15% de agua usada o reciclada en nuestras operaciones
- Oportunidades de medición, reducción y reutilización del agua



Biodiversidad

- Sin operaciones en áreas UICN I-IV o áreas del patrimonio mundial de la UNESCO
- Restaurado más de 108 acres en 2022
- **Evaluaciones periódicas de exposición crítica y planes para proteger, preservar y restaurar ecosistemas**
- Acuerdo con la Sociedad de Conservación de Vida Silvestre "WCS"



Residuos

- Certificación Cero Residuos al 2024
- 26% de residuos peligrosos reutilizados o reciclados
- No derrames de petróleo

Igualdad de género



Certificación Sello Plata Equipares

37%

% de mujeres sobre el total de la plantilla
10% por encima del promedio de la industria colombiana de O&G

26%

% de mujeres en los puestos de alta dirección

Empoderando a nuestra gente



> 126 proyectos sociales que benefician a más de 22,300 miembros de la comunidad en 13 municipios



Compromiso de las partes interesadas, la comunidad y los colaboradores



El 82,5% de la mano de obra calificada y el 100% de la mano de obra no calificada fueron contratados localmente



Se compró el 93,4% de todos los bienes y servicios a nivel local, regional y nacional.



5 millones de horas de trabajo registradas sin accidentes fatales



Proveedores con Proceso de Evaluación ESG y Código de Conducta

Un negocio transparente y ético

87%

Directores independientes



Evaluación anual formal de la junta por un consultor externo



No hay violaciones de derechos humanos, casos de corrupción o incumplimientos del Código de Conducta y Ética

5

Comités de la Junta - Comité ESG incluido



Códigos y políticas sólidos



Compensación a corto y largo plazo vinculada a métricas de rendimiento y KPIs ESG



Comités de Auditoría, Gobernanza y Nominación Totalmente Independientes



Sistema de Gestión de Seguridad de la Información basado en ISO 27001



Proceso de diligencia debida para identificar y evaluar posibles impactos y riesgos en materia de derechos humanos

Un futuro energético más limpio

Canacol es líder en intensidad de emisión de GEI según los estándares de la industria del petróleo y el gas

2022: emisiones de GEI al menos un 80% y un 50% más bajas que las de sus pares de petróleo y gas, respectivamente⁽¹⁾



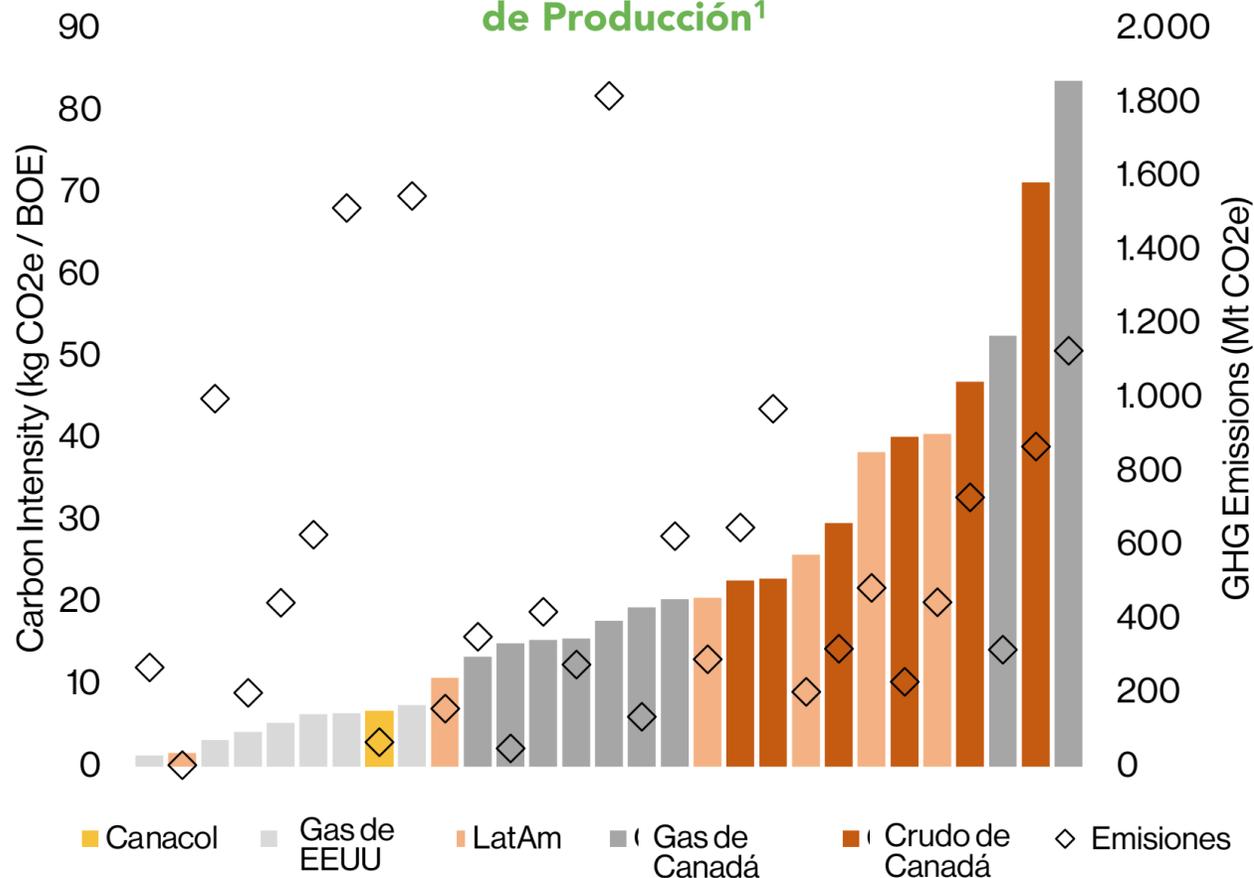
Cambio climático

- Alcance 1 y 2 Intensidad de emisiones: 6,44 kg CO₂eq/boe
- Intensidad energética: 1,13 kwh/boe
- Matriz Energética: 95% Gas Natural
- Emisiones verificadas por un tercero y auditor externo

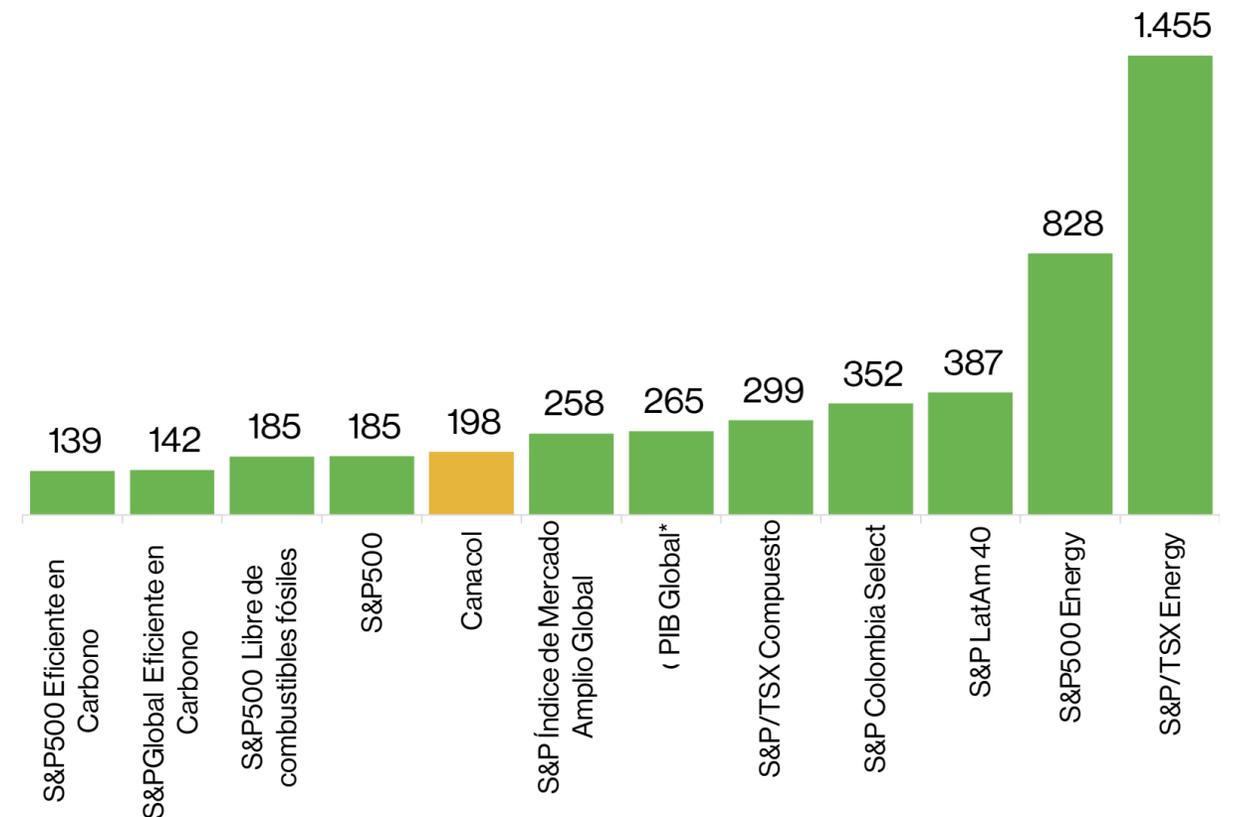
Objetivos de descarbonización a largo plazo:

- Cero emisiones de metano para 2026
- Alcance 1 y 2: Reducción del 50 % para 2035
 - Carbono neutralidad para 2050

Canacol Supera a sus pares en Intensidad de GEI por Unidad de Producción¹



Emisiones de GEI Directas e Indirectas por USD\$ de Ingreso (g CO₂ eq / USD\$)²



1. Fuente: Emisiones e intensidad de GEI para 2021 para Canacol y para 2020 para pares, emisiones directas (Alcance 1). La intensidad son las emisiones divididas por la producción neta después de regalías. Las emisiones de GEI no se ajustan por compensaciones, incluido el secuestro de CO₂. Los pares seleccionados incluyen FEC, GTE, PXT, VIST (LatAm Oil), AR, CNX, COG, CRK, EQT, RRC, SWN (USA Gas), ARX, BIR, KEL, NVA, PEY, PEA, PNE, POU (Canadá Gas), ATH, CJ, CPG, IPCO, TVE, VET (Petróleo de Canadá)

2. Fuentes: Intensidad de emisiones Alcance 1+2 de Canacol para 2021, datos de índices S&P al 28 de febrero de 2023, intensidad de emisiones del PIB mundial según datos del Banco Mundial para 2019.

Desempeño Financiero y Valoración



Advertencias

Esta presentación se proporciona solo con fines informativos a partir de Agosto de 2023, no está completa y puede no contener cierta información importante sobre Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Compañía"), incluidas divulgaciones importantes y factores de riesgo asociados con una inversión en Canacol. Esta presentación no toma en cuenta los objetivos particulares de inversión o las circunstancias financieras de cualquier persona específica que pueda recibirla y no constituye una oferta de venta o una solicitud de una oferta de compra de valores en Canadá, Estados Unidos o cualquier otra jurisdicción. El contenido de esta presentación no ha sido aprobado o desaprobado por ninguna comisión de valores o autoridad reguladora en Canadá, los Estados Unidos o cualquier otra jurisdicción, y Canacol renuncia expresamente a cualquier obligación de Canacol de divulgar o presentar documentos ante cualquier comisión de valores. o autoridad reguladora, más allá de lo impuesto por las leyes aplicables.

Cierta otra información contenida en esta presentación ha sido preparada por fuentes de terceros, cuya información no ha sido auditada o verificada de forma independiente por Canacol. Canacol no hace ninguna representación o garantía, expresa o implícita, en cuanto a la exactitud o integridad de la información contenida en este documento, y nada de lo contenido en esta presentación es, o se considerará como, una promesa o representación por parte de Canacol.

Declaraciones prospectivas

Esta presentación puede incluir ciertas declaraciones prospectivas. Todas las declaraciones que no sean declaraciones de hechos históricos, incluidas en este documento, incluidas, entre otras, declaraciones sobre planes y objetivos futuros de Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación"), son declaraciones a futuro que involucran varios riesgos, suposiciones, estimaciones e incertidumbres. Estas declaraciones reflejan las proyecciones, expectativas o creencias internas actuales de Canacol y se basan en la información actualmente disponible para la Corporación. No puede haber garantía de que dichas declaraciones resulten precisas, y los resultados reales y los eventos futuros podrían diferir materialmente de los previstos en dichas declaraciones. Todas las declaraciones a futuro contenidas en esta presentación están calificadas por estas declaraciones de advertencia y los factores de riesgo descritos anteriormente. Además, todas estas declaraciones se realizan a la fecha de esta presentación y Canacol no asume ninguna obligación de actualizar o revisar estas declaraciones.

Información financiera

Medidas no IFRS

Canacol utiliza varias medidas para evaluar su desempeño que no tienen un significado estandarizado prescrito por las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Los fondos ajustados de las operaciones representan el flujo de efectivo (utilizado) proporcionado por las actividades operativas antes de la liquidación de las obligaciones de desmantelamiento, el pago de un pasivo por liquidación de litigios y los cambios en el capital de trabajo no monetario.

El EBITDAX se calcula sobre una base móvil de 12 meses y se define como la utilidad (pérdida) neta y la utilidad (pérdida) integral ajustada por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros gastos similares no recurrentes o no monetarios. Canacol considera estas medidas como medidas clave para demostrar su capacidad de generar el flujo de efectivo necesario para financiar el crecimiento futuro a través de inversiones de capital, pagar dividendos y pagar su deuda. Estas medidas no deben considerarse como una alternativa o más significativas que el efectivo proporcionado por las actividades operativas o la utilidad (pérdida) neta y la utilidad (pérdida) integral según se determina de acuerdo con las NIIF como un indicador del desempeño de la Corporación. La determinación de la Corporación de estas medidas puede no ser comparable con lo informado por otras empresas. La Corporación también presenta los fondos de operaciones por acción, donde los montos por acción se calculan utilizando el promedio ponderado de acciones en circulación consistentes con el cálculo de la utilidad (pérdida) neta y la utilidad (pérdida) integral por acción.

- El capital de trabajo se calcula como los activos circulantes menos los pasivos circulantes, excluyendo la porción circulante de las obligaciones a largo plazo, y se utiliza para evaluar el apalancamiento financiero de la Corporación.
- La deuda neta se define como el monto de capital de sus obligaciones pendientes a largo plazo menos el capital de trabajo, tal como se define anteriormente.
- El netback operativo es un punto de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como ingresos, netos de gastos de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculados por unidad de volumen de ventas. El netback operativo es una medida importante para evaluar el rendimiento operativo, ya que demuestra la rentabilidad en relación con los precios actuales de las materias primas.

El capital de trabajo y el netback operativo tal como se presentan no tienen ningún significado estandarizado prescrito por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de medidas similares para otras entidades.

Consulte el MD&A más reciente de la Corporación para conocer las conciliaciones de los fondos ajustados de las operaciones, el EBITDAX ajustado y la deuda neta.

Advertencias (2)

Información sobre petróleo y gas

Barriles de petróleo equivalente ("boe") y miles de pies cúbicos equivalentes ("MCFe")

Boe y MCFe pueden ser engañosos, especialmente si se usan de forma aislada. Una relación de conversión de boe o MCFe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente y de barriles de petróleo a equivalente de pies cúbicos se basa en un método de conversión de equivalencia de energía aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en la cabeza del pozo. En esta presentación, consistente con nuestras divulgaciones de MD&A, hemos expresado boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Volúmenes de petróleo y gas

A menos que se indique lo contrario, los volúmenes de gas (o petróleo) vendidos, producidos o evaluados como reservas o recursos se refieren a los volúmenes de interés de explotación antes de la deducción de regalías.

Información de Reservas y Recursos

- Las estimaciones de las reservas de Canacol al 31 de diciembre de 2022 establecidas en esta presentación han sido preparadas por Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGEC") a partir del 31 de diciembre de 2022 (el "informe BGEC 2022"). El informe BGEC 2022 cubre el 100% de las reservas de gas natural convencional de la Corporación. El informe BGEC 2021 se preparó de acuerdo con las definiciones, estándares y procedimientos contenidos en el Manual de Evaluación de Petróleo y Gas de Canadá ("Manual COGE") y el Instrumento Nacional NI 51-101, Estándares de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas ("NI 51- 101"). La información de reserva adicional requerida por NI 51-101 se incluye en el Formulario de información anual de la Corporación, que se presentará en SEDAR antes del 31 de marzo de 2023.
 - Las reservas "probadas" o "1P" son aquellas reservas que se pueden estimar con un alto grado de certeza como recuperables. Es probable que las cantidades remanentes reales recuperadas excedan las cantidades probadas estimadas reservas
 - Las reservas "probables" son aquellas reservas adicionales cuya recuperación es menos segura que las reservas probadas. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las reservas "probadas más probables" estimadas.
 - Las reservas "posibles" son aquellas reservas adicionales cuya recuperación es menos segura que las reservas probables. Hay un 10 por ciento de probabilidad de que las cantidades efectivamente recuperadas sean iguales o excedan las suma de las reservas probadas más probables más posibles. Es poco probable que las cantidades remanentes reales recuperadas excedan la suma de las reservas estimadas probadas, probables y posibles.
- "2P" significa Reservas Probadas Más Probables.
"3P" significa reservas Probadas Más Probables Más Posibles.
- Las estimaciones del valor presente neto de los ingresos netos futuros de las reservas no representan el valor justo de mercado de las reservas. Las estimaciones de reservas e ingresos netos futuros de las propiedades o pozos pueden no reflejar el mismo nivel de confianza que las estimaciones de reservas e ingresos netos futuros para todas las propiedades y pozos, debido a los efectos de la agregación.
 - Todas las reservas de gas natural de Canacol divulgadas en este documento están ubicadas en Colombia. Las estimaciones de recuperación y reserva de reservas proporcionadas en este documento son solo estimaciones, y no hay garantía de que las reservas estimadas se recuperarán. Las reservas reales eventualmente pueden resultar ser mayores o menores que las estimaciones proporcionadas en este documento. Todas las evaluaciones y revisiones de ingresos netos futuros contenidas en el informe BGEC 2020 se establecen antes de cualquier provisión para costos de intereses o costos generales y administrativos y después de la deducción de regalías, costos de desarrollo, costos de producción, costos de abandono de pozos y gastos de capital futuros estimados para pozos a los que se han asignado reservas.
 - Cierta otra información contenida en esta presentación ha sido preparada por fuentes de terceros, cuya información no ha sido auditada o verificada de forma independiente por Canacol. Canacol no hace ninguna representación o garantía, expresa o implícita, en cuanto a la exactitud o integridad de la información contenida en este documento, y nada de lo contenido en esta presentación es, o se considerará como, una promesa o representación por parte de Canacol.
 - Las referencias en esta presentación a tasas de prueba de producción inicial, tasas de "flujo" inicial, prueba de flujo inicial, flujo abierto absoluto ("AOF") y tasas "pico" son útiles para confirmar la presencia de hidrocarburos, sin embargo, dichas tasas no son determinantes de las tasas a las que dichos pozos comenzarán a producir y declinarán posteriormente y no son indicativas del rendimiento a largo plazo o de la recuperación final. Si bien es alentador, se advierte a los inversores que no confíen en tales tasas al calcular la producción agregada. Por lo tanto, todos estos datos deben considerarse preliminares hasta que se haya realizado dicho análisis o interpretación.
 - The resources evaluation, effective December 31, 2021, was conducted by the Corporation's independent reserves evaluator BGEC, in accordance with National Instrument 51-101 - Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities. The Corporation press released the results of the resources evaluation on April 6, 2022.