



Presentación Corporativa

Febrero de 2023

¿Por qué Canacol?

El Mayor Productor Independiente de Gas Natural en Colombia



El Mejor su categoría en Activos y Administración

- Reservas, producción y flujo de caja crecientes
- Equipo ejecutivo y técnico experimentado y enfocado
- Trayectoria exitosa en exploración y desarrollo
- Gran inventario de recursos de exploración

Sostenibilidad

- Abasteciendo la creciente demanda de gas de combustión limpia en Colombia
- Operaciones seguras y confiables
- Cultura de innovación y responsabilidad social corporativa
- Apuntando al mejor desempeño ESG de su categoría

Fortaleza y Disciplina Financiera

- Sólido balance financiero
- Contratos de venta en firme con precios fijos y a largo plazo
- Bajos costos y altos márgenes con crecientes economías de escala
- Asignación de capital, dividendos y recompra de acciones enfocados en los retornos

Canacol en un Vistazo



TSX : CNE



BVC : CNE.C



OTCQX : CNNEF

Acciones Básicas O/S (MM) ¹	34.1
Precio de la Acción (C\$) ²	\$11.80
Capitalización de Mercado CAD\$384MM-(USD\$MM) ³	\$302
Deuda Neta (US\$MM) ⁴	\$477
Valor Empresa ("EV") (US\$MM)	\$779
Dividendo Trimestral (C\$/acción)	\$0.26
Rendimiento Anual (%) ²	8.8%

Reservas de Gas (bcf) ⁵	1P	2P
Reservas Brutas	368	607
VPN-10 Después de Impuestos (US\$MM)	\$792	\$1,229
Índice de Vida de Reservas	5.4	8.9
FD&A* 3 años (US\$/Mcf) ⁶	\$1.56	\$1.20

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

*Sigla en inglés de Búsqueda, Desarrollo y Adquisición

1. Al 19 de enero de 2023.

2. Al 31 de enero de 2023.

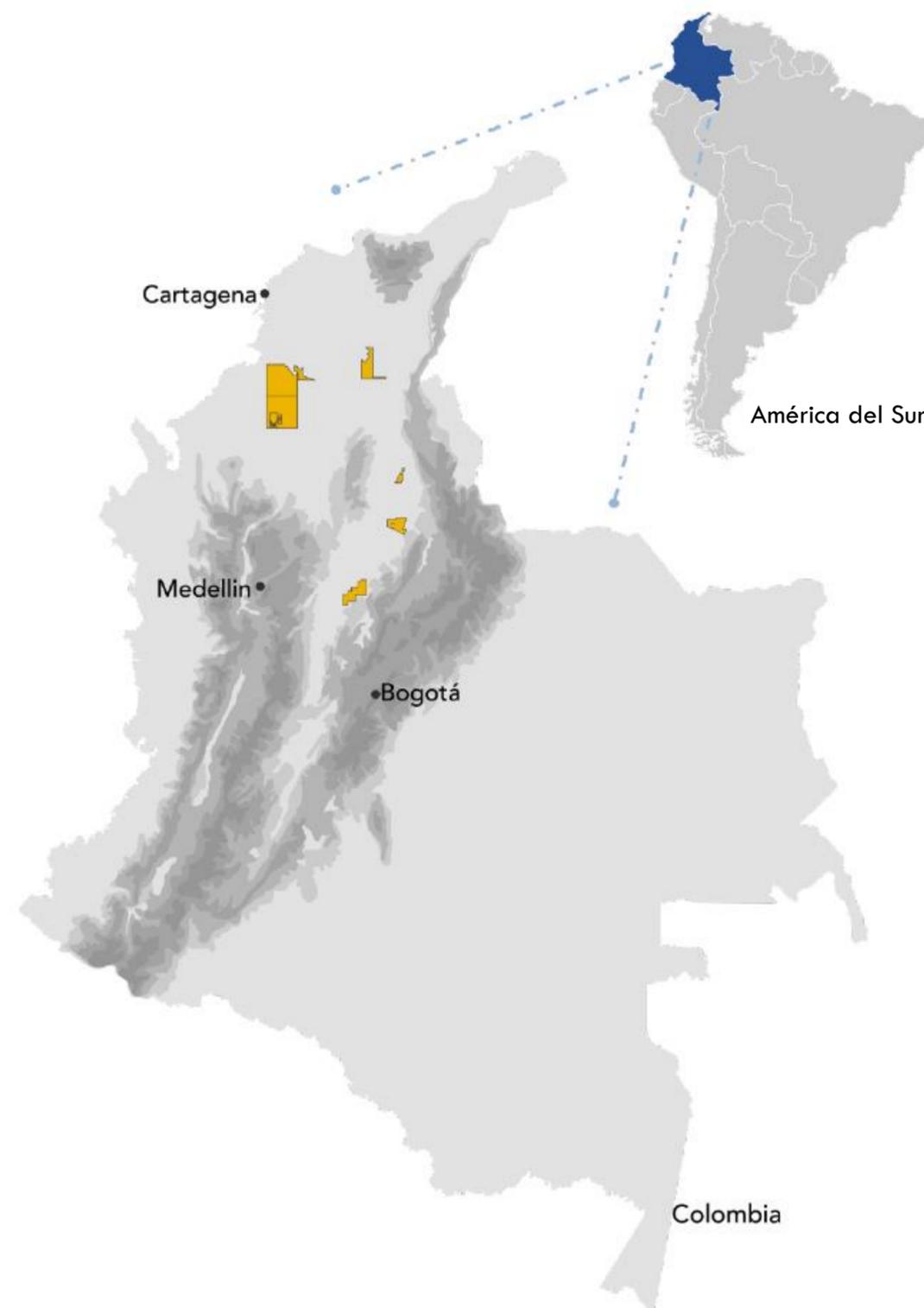
3. Convertido de tipo de cambio CDN → USD (0,75) al 31 de enero de 2023.

4. Al 30 de septiembre de 2022. 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 2021. Índice de vida útil de las reservas basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2021 de 186,145 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 17 de marzo de 2022.

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.

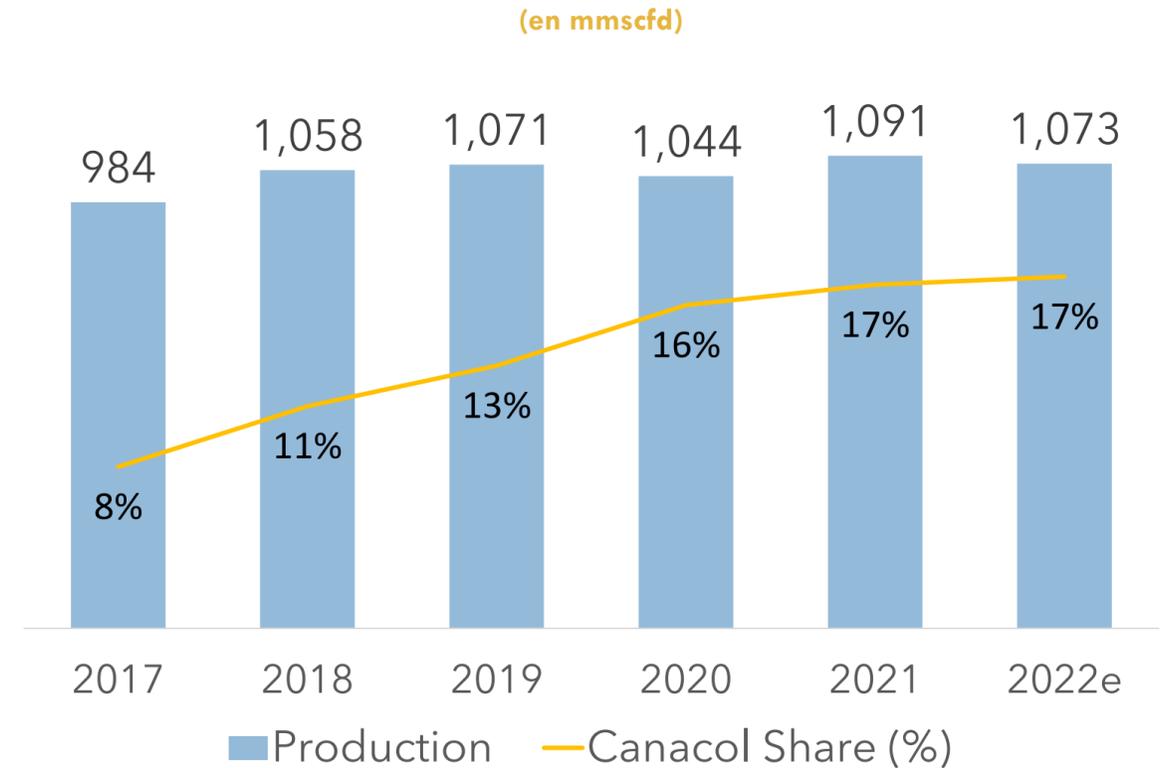


Canacol tiene una propuesta valor unica en Colombia

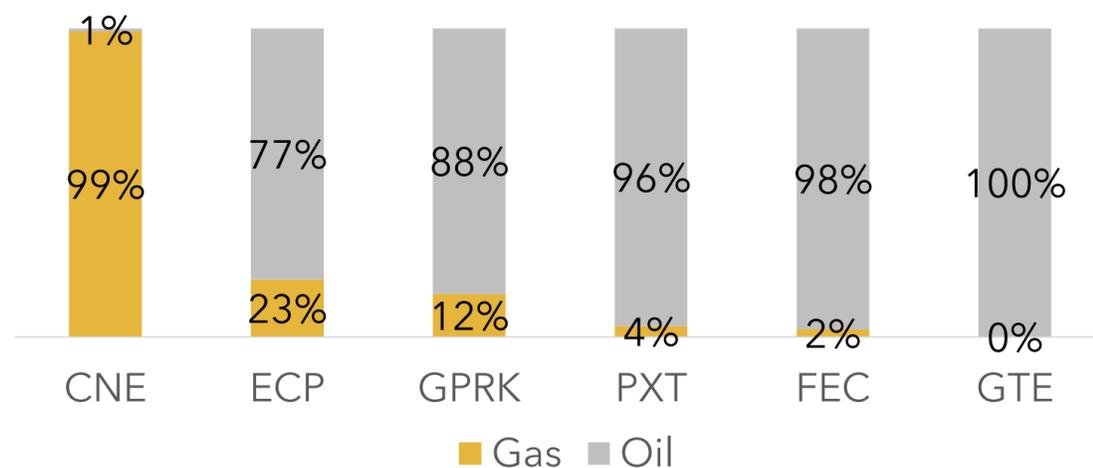
Hechos destacados

- 1 Mayor productor independiente de gas natural
- 2 Única empresa enfocada en gas natural en el país
- 3 Mayor proveedor de la costa caribe, avanzando para acceder al mercado interior
- 4 A fines de 2024, Canacol será responsable del 30% del suministro de gas de Colombia

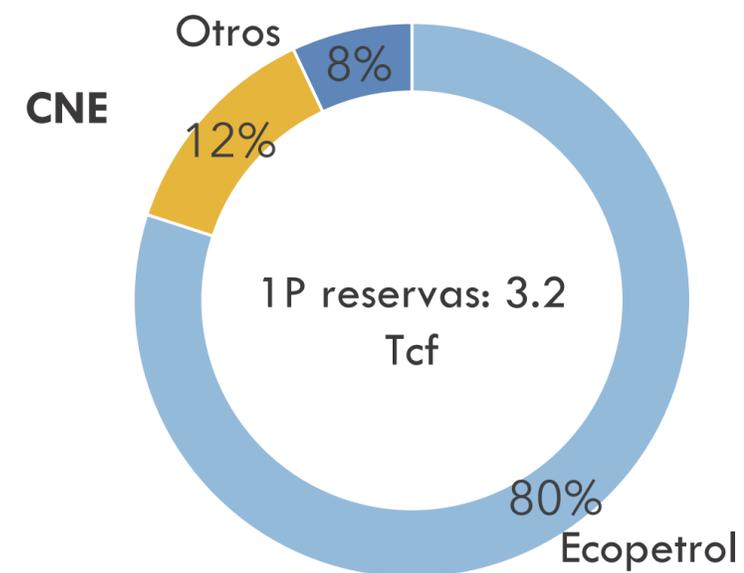
Producción de Gas Natural en Colombia^(1,4)



Principal jugador enfocado en gas natural en Colombia⁽²⁾



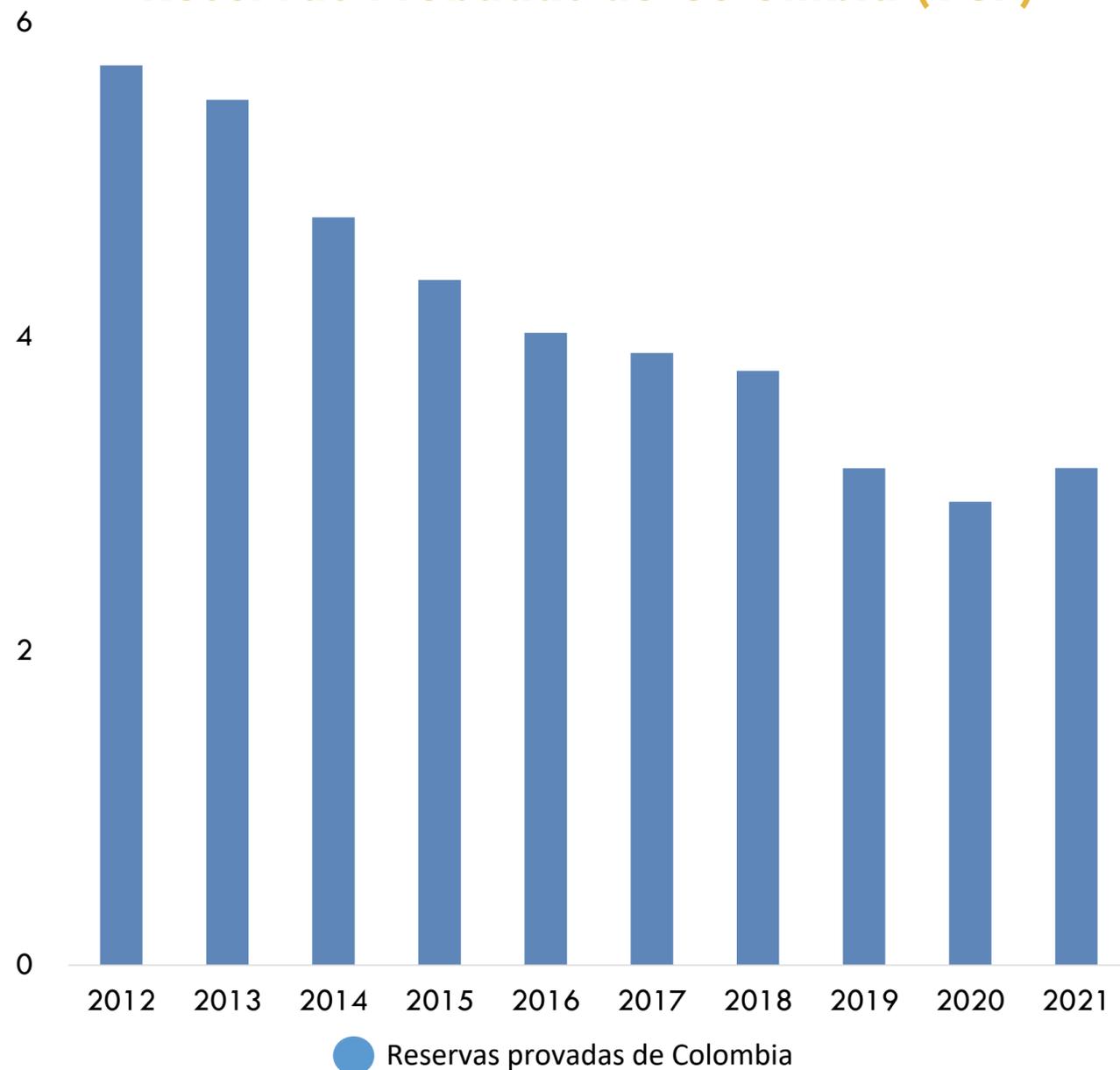
Reservas de gas probadas en Colombia⁽³⁾



(1) Fuente: Producción de gas comercializado reportada por ANH & Cálculos Canacol.
 (2) Presentaciones al 31 de diciembre de 2021 de Canacol, Frontera, Gran Tierra, Geopark, Parex y Ecopetrol.
 (3) Reportes de Reservas al 31 de diciembre de 2021 para Canacol & Ecopetrol. ANH: Informe de Reservas y Estado de Producción de Gas Natural 2021
 (4) Fuente: Gestor del Mercado & Cálculos de Canacol. Producción de Canacol al 30 de septiembre de 2022.

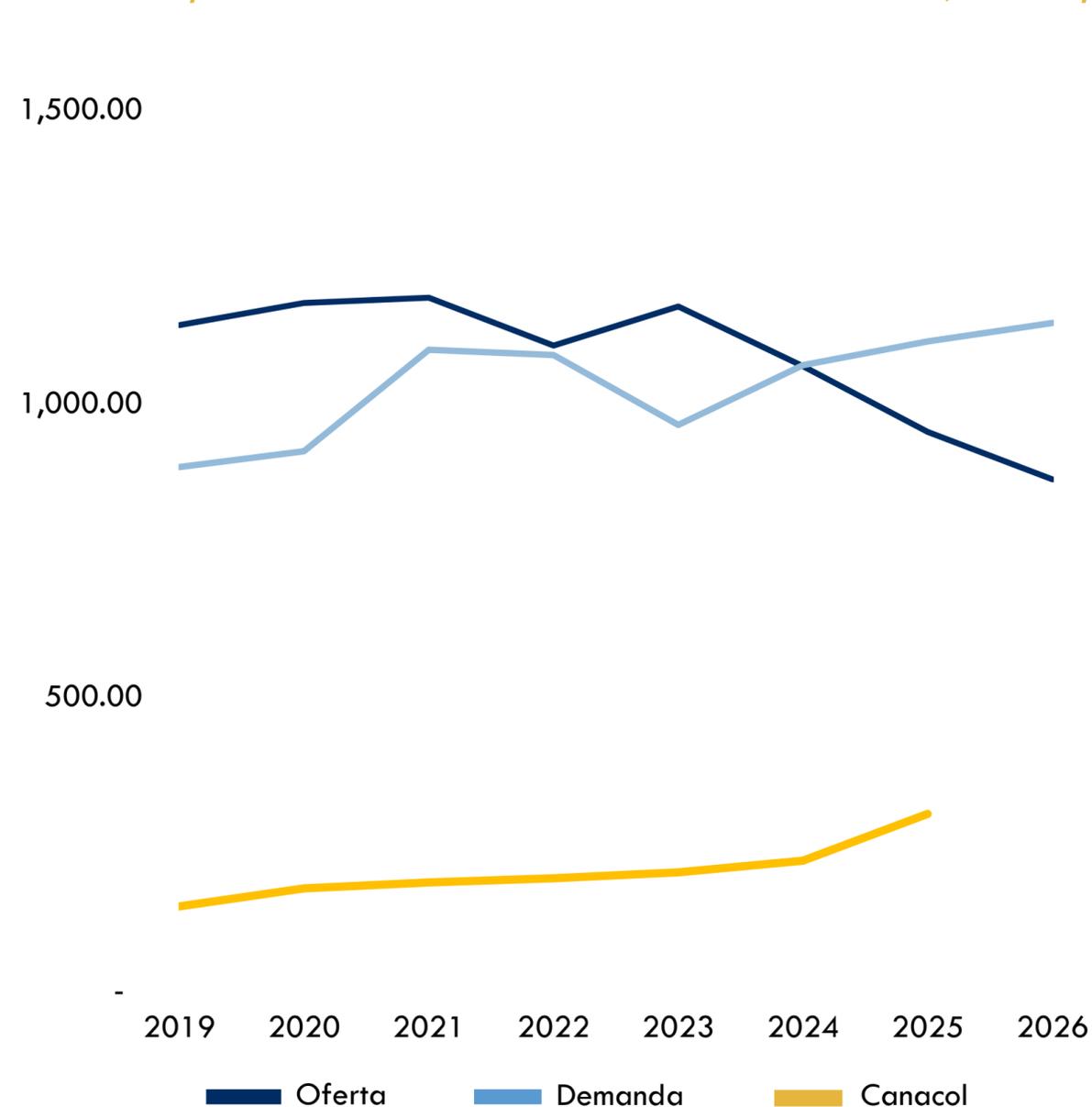
Resolviendo el déficit de suministro de gas natural previsto en Colombia

Reservas Probadas de Colombia (TCF)¹



- Las reservas probadas nacionales de Colombia están disminuyendo un 6%/año.
- Las reservas probadas comparables de Canacol están creciendo a una TACC de 24%.

Oferta / Demanda de Gas en Colombia (mmcf/d)²



- La demanda de gas en Colombia ha estado aumentando un 3% anual en los últimos 10 años.
- Los campos más grandes en Colombia, operados por el Estado, tienen más de 40 años y están declinando a tasas de hasta 20% por año.

(1) Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

(2) Los históricos y proyecciones son obtenidas de UPME, Octubre 2020 Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (Escenario de Oferta 2 excluyendo proyecciones de importación; Proyección de Demanda Media, excluyendo evaluación de potenciales adiciones de demanda por eventos de El Niño). Dato históricos y proyecciones de la oferta se obtienen del infoem de Proyección y demanda de energía eléctrica y gas natural 2021-20235 de UPME 2022.

(3) Las ventas planificadas de Canacol incluyen solo las expansiones de capacidad esperadas como se describe en esta presentación y están sujetas a una posible revisión debido a COVID-19.

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.

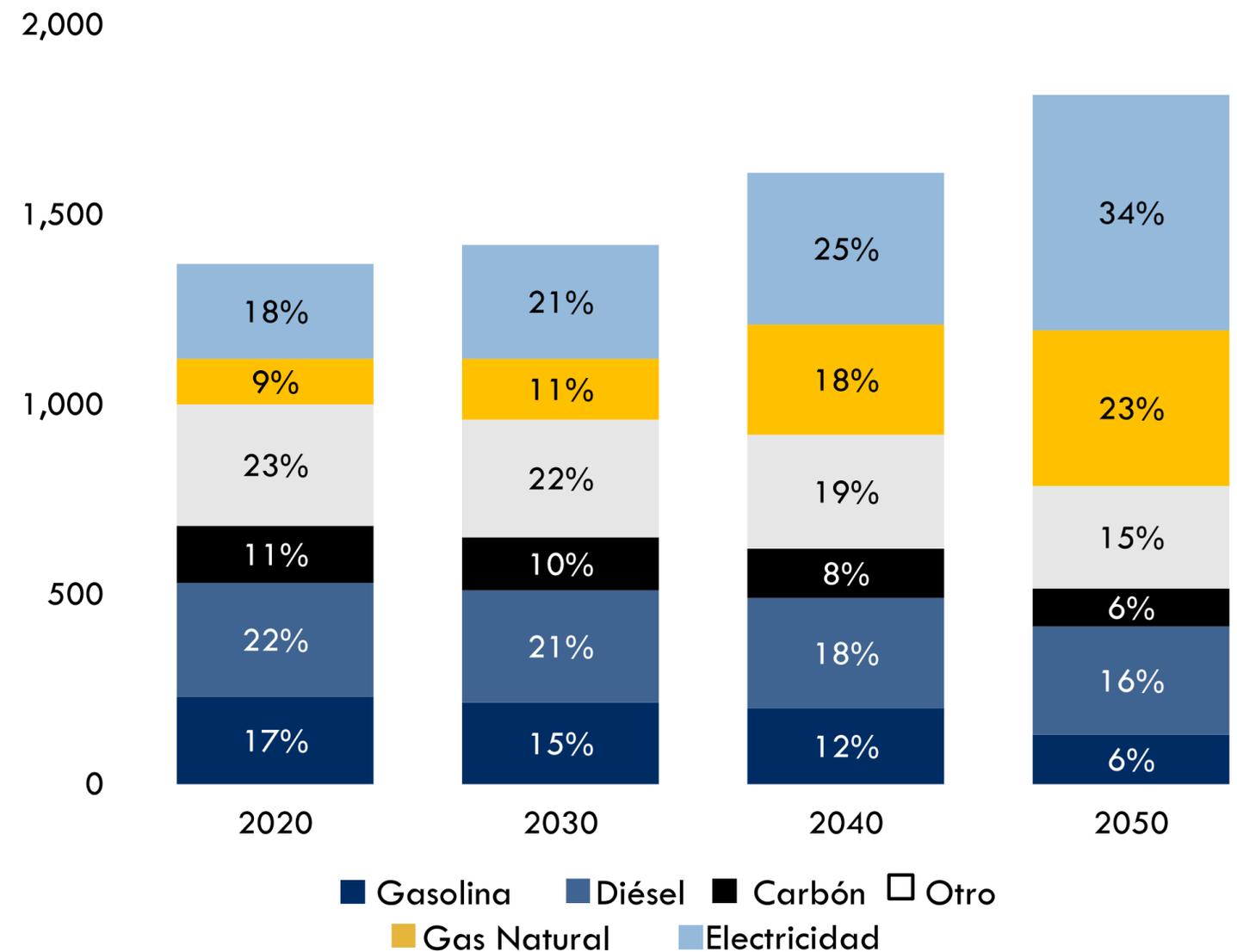
Contaminación del Aire

- 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



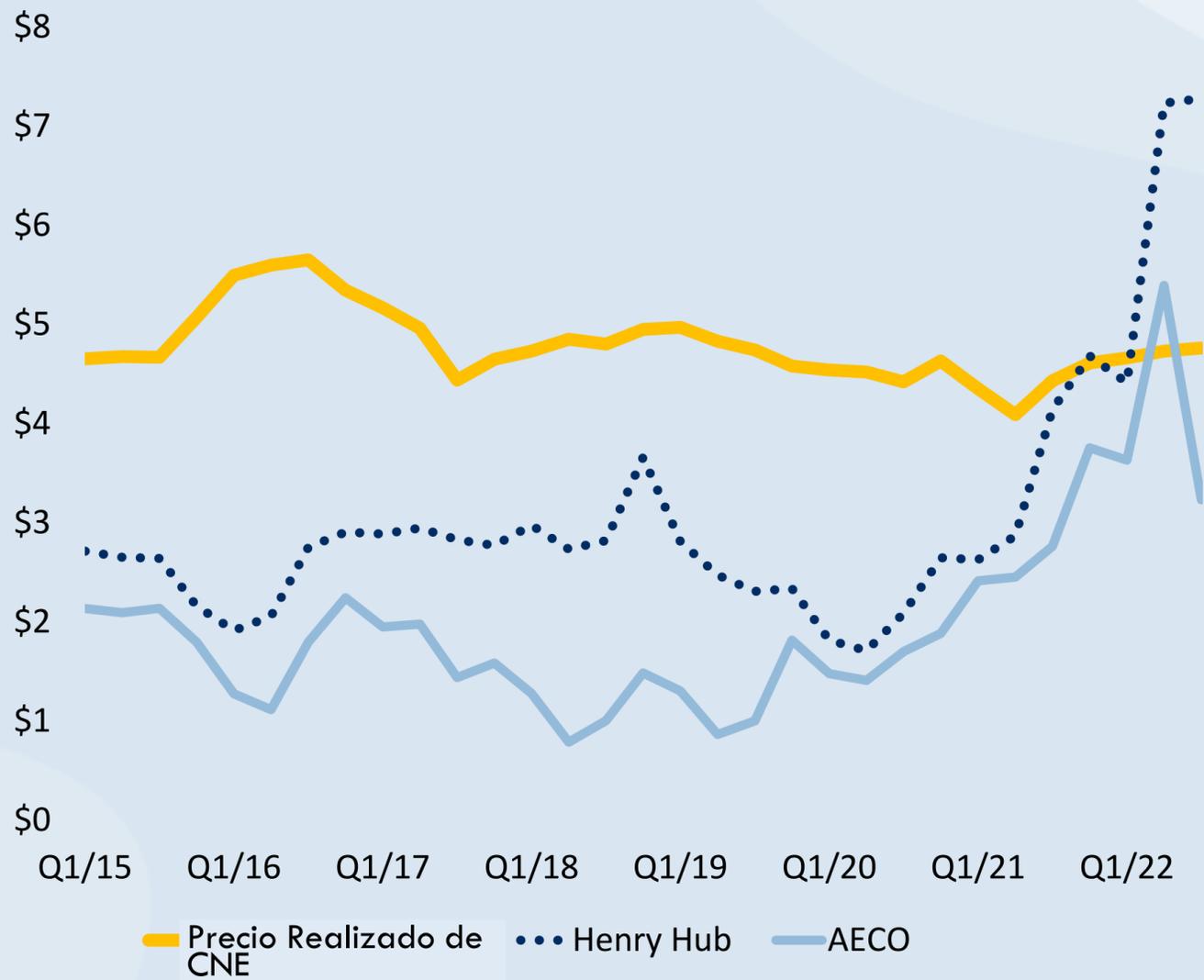
El gas es la alternativa más limpia

(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.

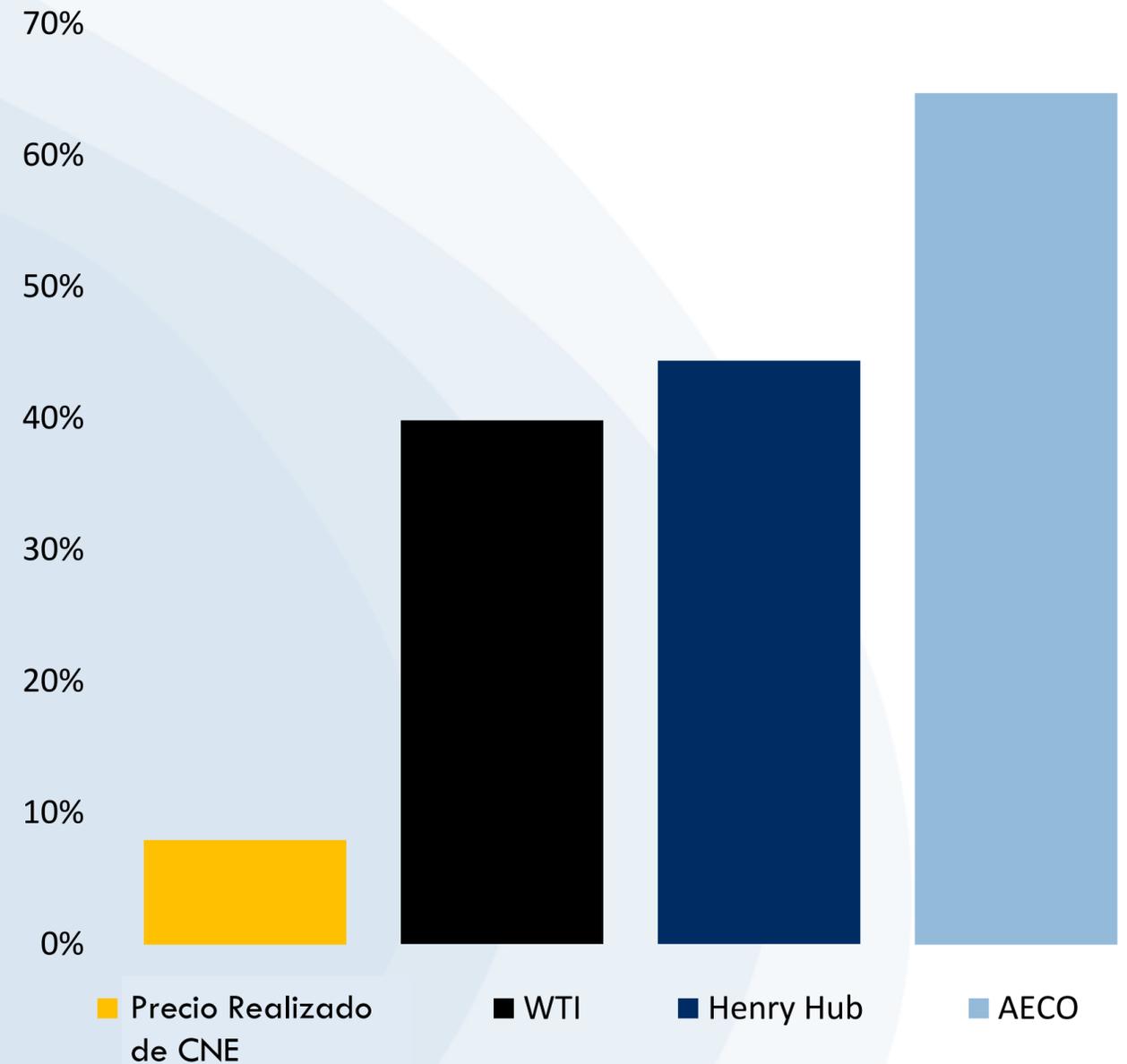
Escasez de Suministro a Largo Plazo = Precios de Gas Altos y Estables

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

Historico de precios realizados de gas (US\$/Mcf)



Volatilidad de los Precios Promedio Trimestrales



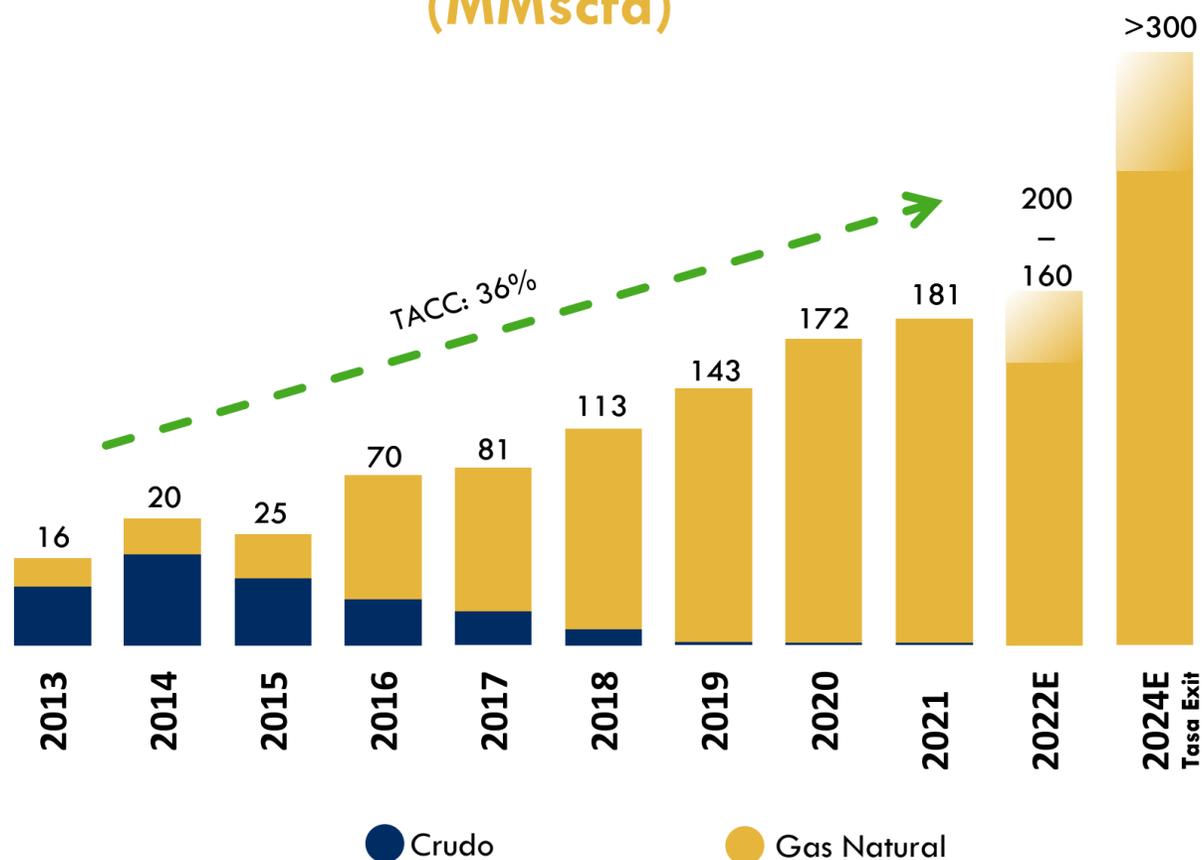
Contratos de venta de gas de Canacol

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 11 años

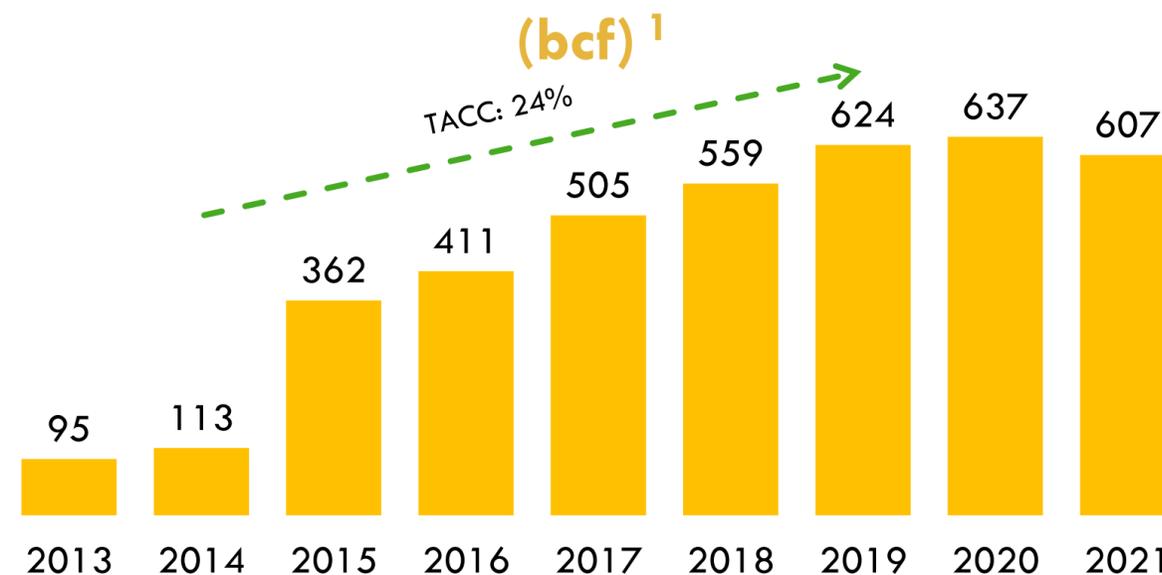
(1) El Precio Realizado de Canacol (CNE) es Neto de Costos de Transporte. Al 30 de septiembre de 2022.
 (2) Desde el 1T18 al 3T22.

Solida trayectoria

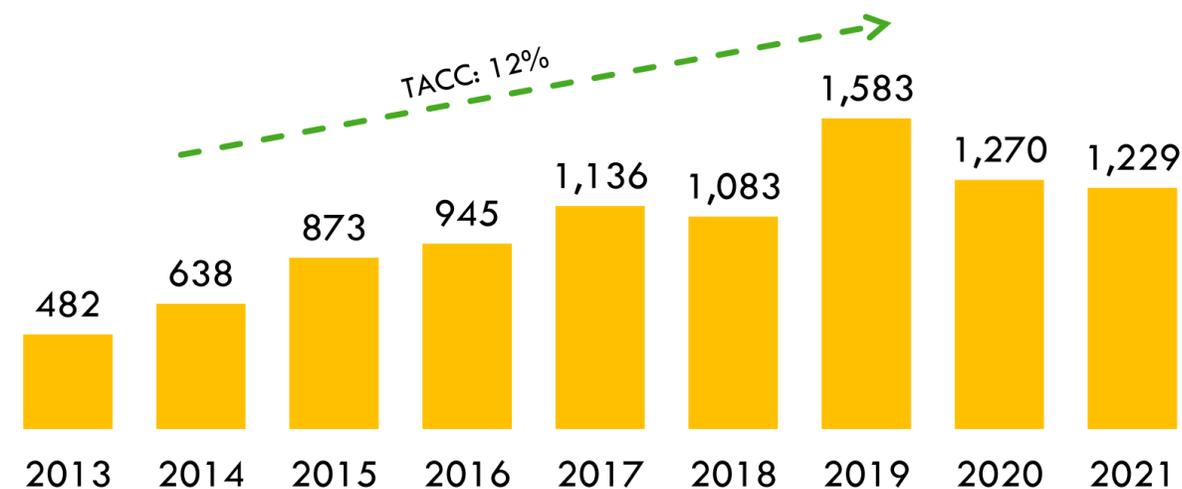
Ventas de Gas Natural (MMscfd)



Reservas 2P de Gas Natural (bcf) ¹



VPN10 Después de Impuestos (USD\$MM) ¹



	Costos 2P FD&A (US\$/Mcf)	Indice de reciclaje 2P	Índice de vida de reservas (yrs)	
1-Year	\$1.93	1-Year 1.8x	1P	5.4
3-Year	\$1.20	3-Year 3.0x	2P	8.9

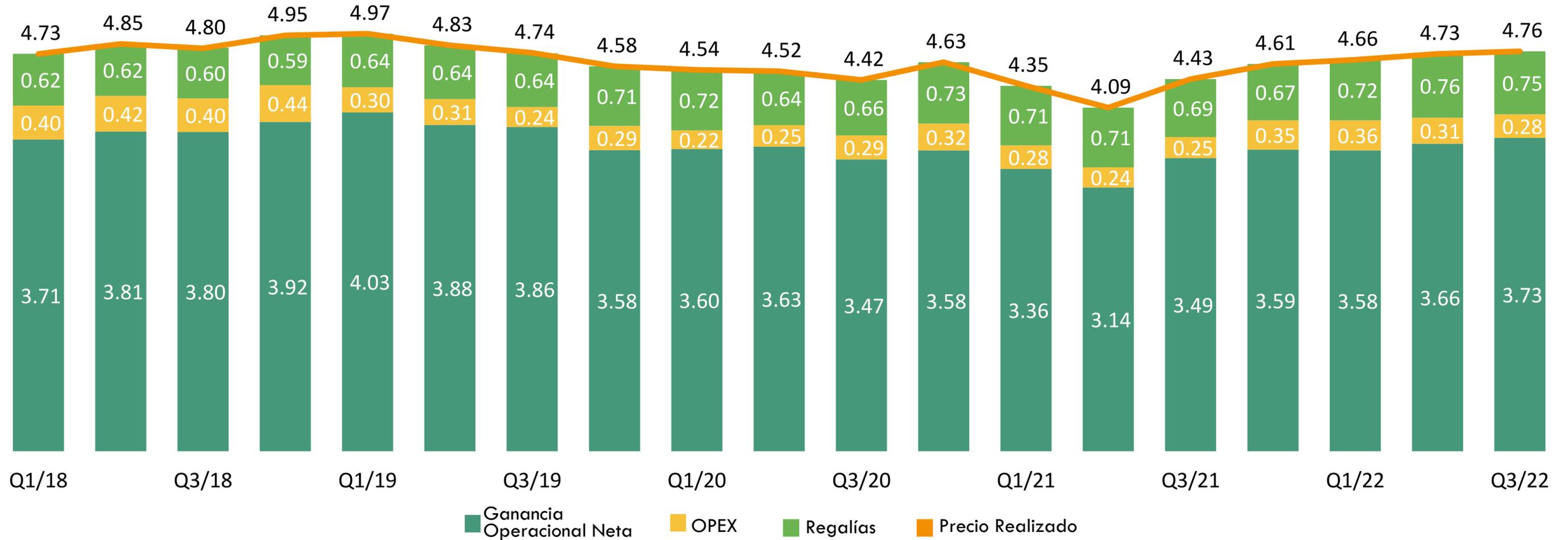
1. Las divulgaciones importantes con respecto a la información de reservas que se muestran se encuentran en la diapositiva Avisos al final de la presentación, así como en nuestro comunicado de prensa con fecha del 17 de marzo de 2022.

2. 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. 771 bcf de adiciones de reservas 2P incluyen la producción histórica durante el período de referencia.

3. 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 2020. Índice de vida útil de las reservas basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2020 de 180,986 Mcfpd.

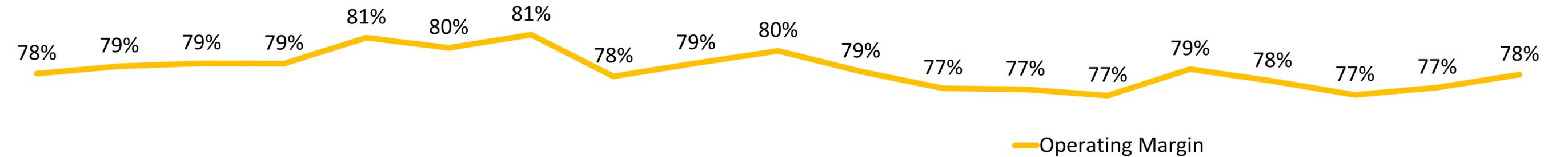
Precios Altos + Bajo Costo = Altos Márgenes y Ganancias Operacionales²

Ganancias Operacionales de Gas (USD\$/MCF)^{1,2}



Q = Trimestre

Margen operacional de gas (%)



Q1/18 Q3/18 Q1/19 Q3/19 Q1/20 Q3/20 Q1/21 Q3/21 Q1/22 Q3/22

1. El precio realizado que se muestra es neto de los costos de transporte.

2. Netbacks y Margins son medidas no IFRS, calculadas de la siguiente manera para operaciones de gas solo para los fines de esta diapositiva. El Netback operativo se calcula como ingresos, netos de gastos de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculados sobre la base de volúmenes de ventas por unidad. El Margen Operativo se calcula como el Netback Operativo sobre el Precio Realizado Neto de los Costos de Transporte. Para obtener más detalles, consulte nuestro MD&A más reciente.

Plan para el 2023

Ventas de Gas

160 – 206 MMscfpd

Capex

US\$138 - \$163 MM

Perorar hasta 10 pozos

Objetivo 200% RRR¹

Adquisición Sísmica

Adquirir 282 km² de sísmica 3D

ESG Mayor inversión en procesos para monitorear, informar y mejorar

Continuar Progresando el nuevo gasoducto a Medellín²

Retornos de Capital a los accionistas en forma de dividendo y recomprar acciones



Dividendo Trimestral

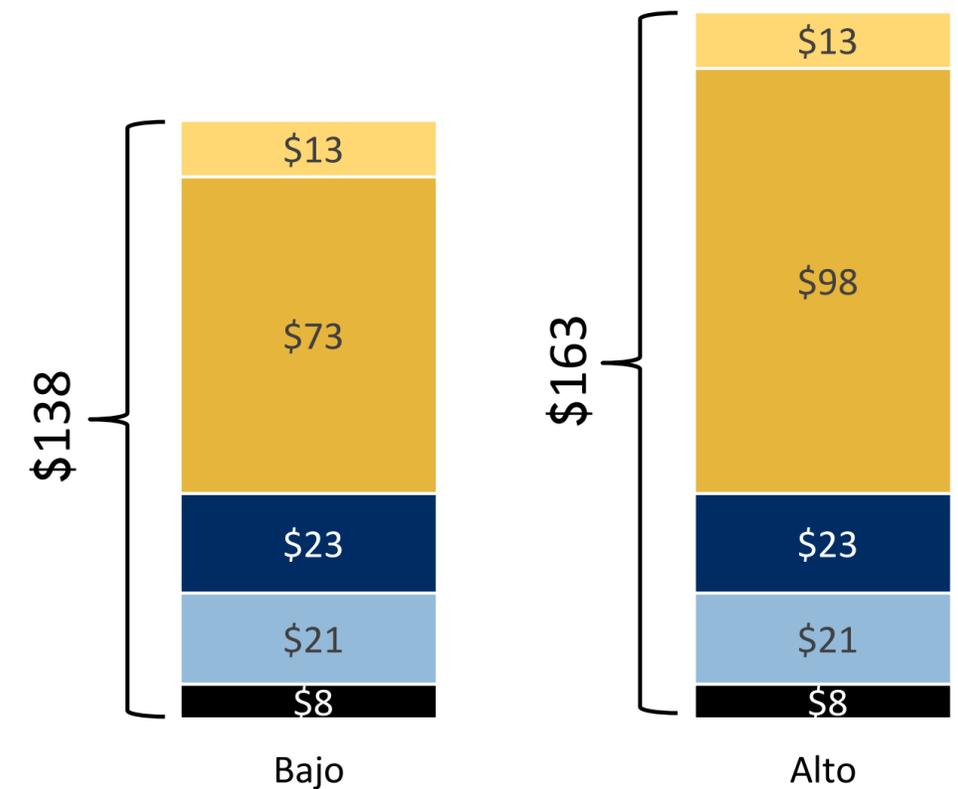
~US \$30MM por año



Buy Back de acciones

Aprobado para adquirir 1,97 mm de acciones hasta el 1 de febrero de 2024

CAPEX (US \$MM)



- Perforación de mantenimiento y desarrollo
- Pozos de exploración y sísmica
- Instalaciones e Infraestructura

- Administración, ESG y otros
- Oleoducto Jobo – Medellín

	2022e	Guía 2023	
		Bajo	Alto
Volumen de ventas de gas natural (MMscfpd)	182	160	206
Ventas al contado interrumpibles como % del total	16%	0%	22%
Precio promedio de venta de gas asumido (\$/Mcf)	\$4.76	\$5.09	\$4.95
Retorno neto (\$/Mcf)	\$3.72	\$3.84	\$3.81
EBITDA (US\$ millions)	\$215	\$190	\$263

1. "RRR" = Relación de Reposición de Reservas

2. Canacol espera recibir un reembolso por los gastos del oleoducto Jobo-Medellín (~\$25 millones desde el inicio hasta 2022E).

Flexibilidad Financiera¹

Perfil de Deuda:

- **Notas Senior: \$500 millones**
 Vencimiento: Nov 2028
 Tasa de Interés: 5.75%
 Calificaciones: Fitch BB, S&P BB- y Moody's Ba3
- **Deuda con Banco Colombiano: \$12.9 millones**
 Vencimiento: Junio de 2024
 Tasa de Interés: IBR + 2,5%
- **Arrendamiento y Otras Obligaciones: \$17,6 millones**
 Múltiples Tasas de Interés, Vencimientos y Denominaciones de Moneda
- **Línea de Crédito Rotativo: \$46 millones**
 Plazo de 3 Años, No Desembolsada
 Tasa de Interés: LIBOR + 4,75% sobre montos desembolsados
 1,425% sobre montos no desembolsados

 Flexibilidad para acelerar el desarrollo cuando se justifique
- **Préstamo Puente a Término: \$75 millones**
 Vencimiento: Julio 31, 2023
 \$25 millones desembolsados para dar soporte a los primeros 12 meses del proyecto del gasoducto de Medellín
 Tasa de Interés: LIBOR + 4,25% sobre montos desembolsados
 1,275% sobre montos no desembolsados

Efectivo: \$92 mm
 Superávit de CT ⁽²⁾: \$75 mm

Principales Vencimientos (USD\$mm)



1. Todo al 30 de septiembre de 2022.

2. Ver avisos no IFRS. El capital de trabajo se calcula como los activos circulantes menos los pasivos circulantes, excluyendo los montos actuales que se muestran para la porción de obligaciones a largo plazo que finaliza en el trimestre informado más recientemente

3. Canacol espera recibir un reembolso por los gastos del oleoducto Jobo-Medellín (~\$25 millones desde el inicio hasta 2022E).

Diversificando y Haciendo Crecer el Mercado de Gas de Canacol

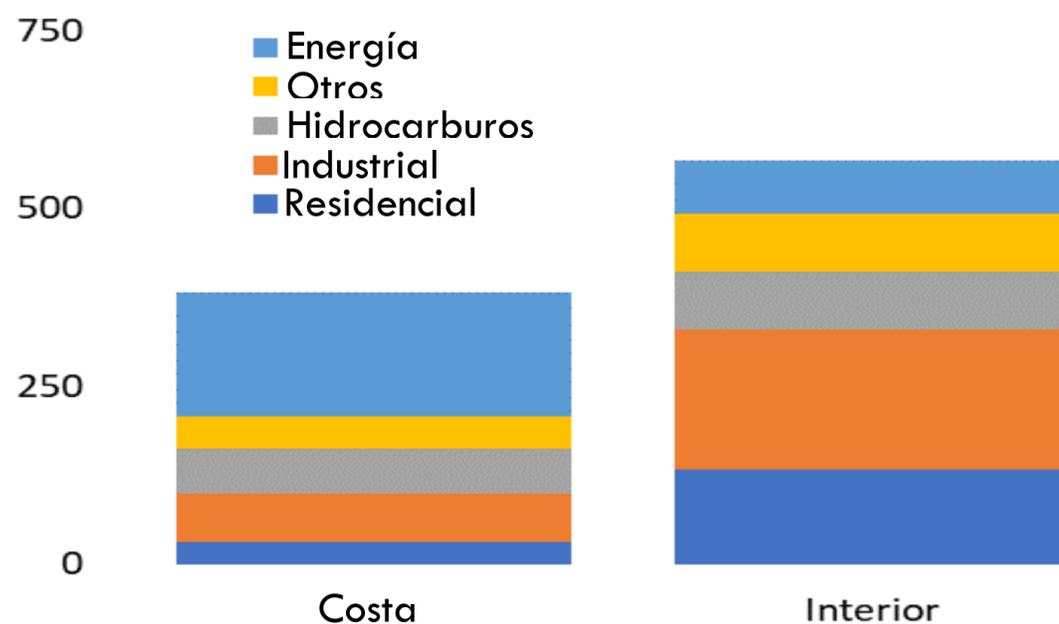
Mercado de la Costa

- Canacol ha crecido para suministrar >50% del mercado de gas de la costa, dando soporte a la creciente demanda en un momento de declinación de la oferta proveniente de los campos de gas maduros de Ecopetrol en la Guajira.

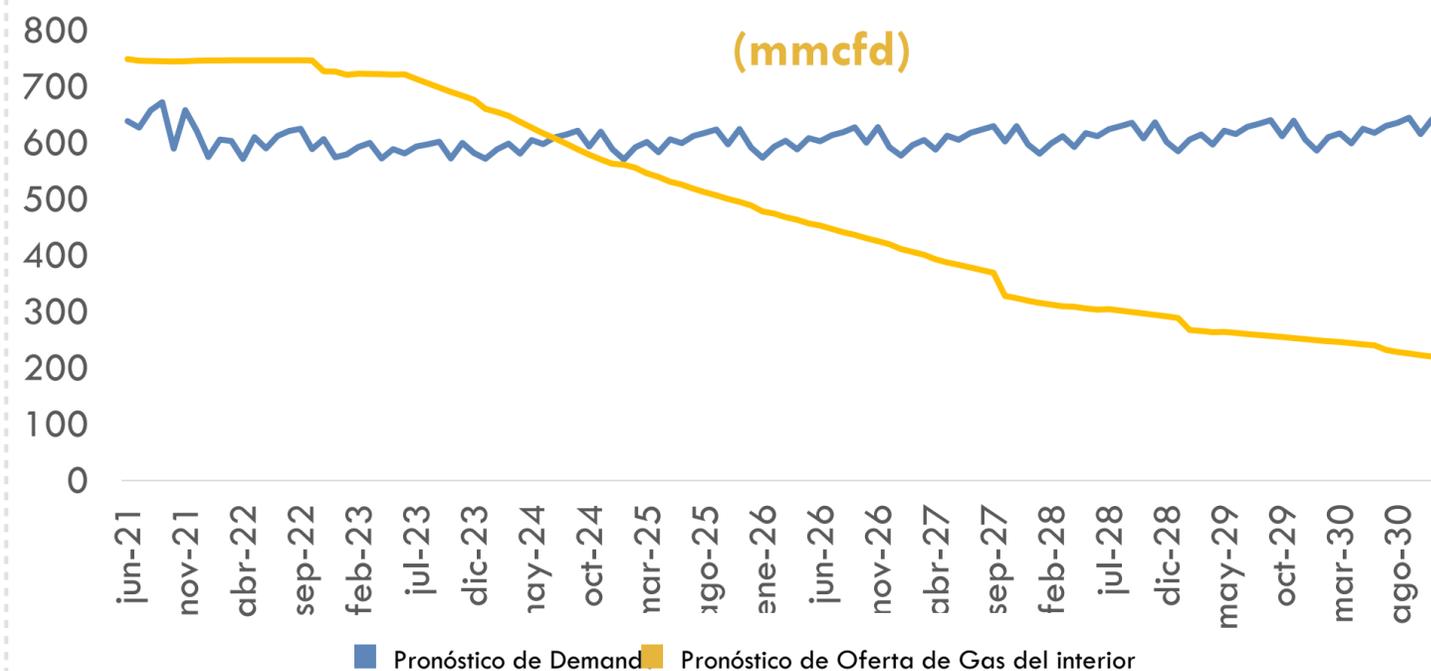
Mercado del Interior

- Mercado más grande (60% de la Demanda de Gas Natural de Colombia) – mucho espacio para aumentar la participación en el mercado.
- Demanda de mercado estable con gran consumo residencial e industrial.
- Inminente déficit de oferta: el mercado de gas del interior de Colombia es completamente dependiente de los grandes campos maduros productivos de gas de la Cuenca de los Llanos, que se espera que entren en fase de declive en 2022 (declive en un 40% o ~300 mmcf/d de 2022 a 2026).

Distribución de la Demanda (mmbtu/d)



Oferta / Demanda de Gas Natural Interior de Colombia (mmcf/d)

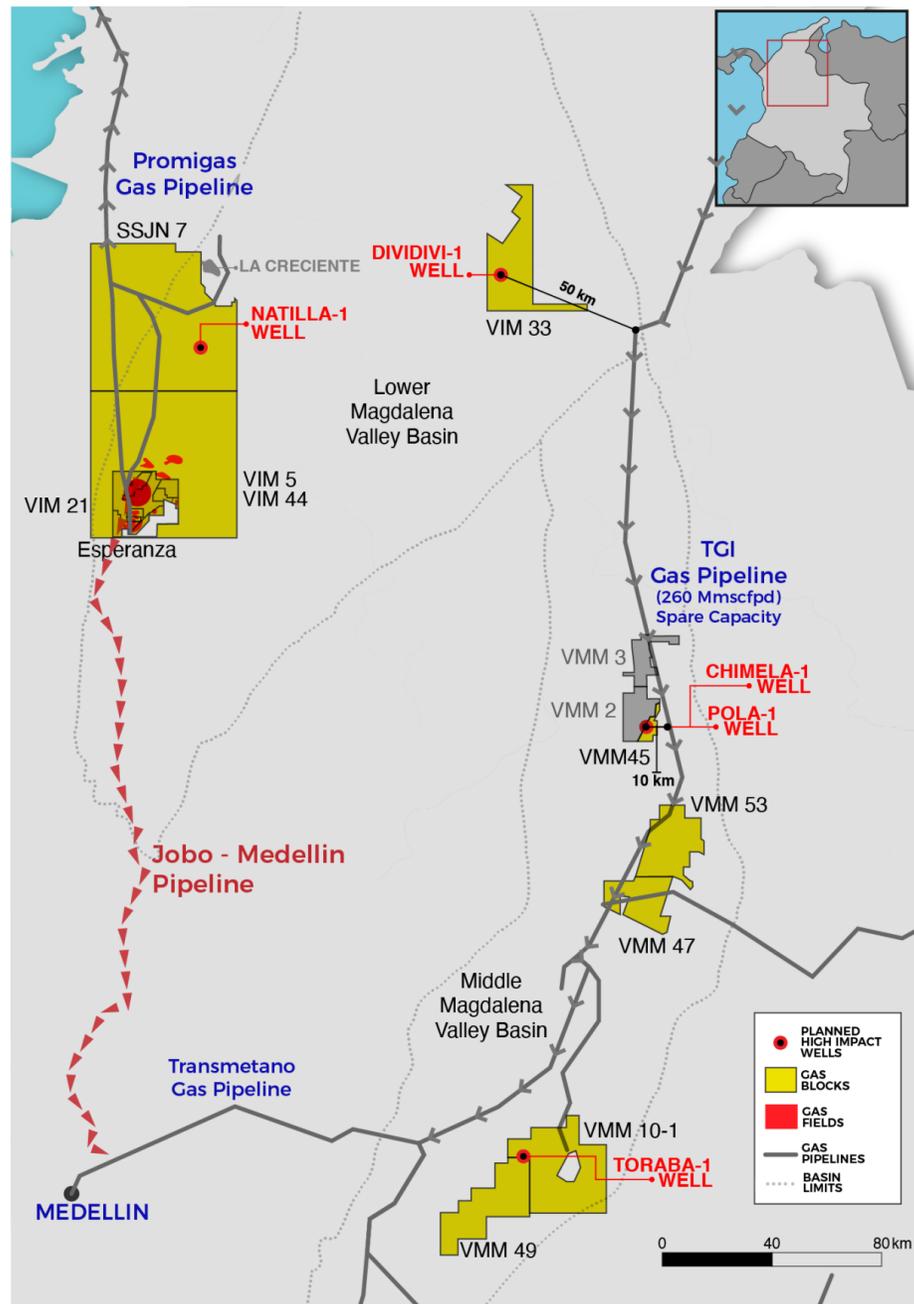


1. Pronóstico de Demanda : UPME

2. Pronóstico de Oferta: Declaración de Producción de Gas Natural 2021 – 2030

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: 1.8MM

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

	Recursos prospectivos brutos (BCF)					
	Prospectos / Leads	Sin riesgo				Con riesgo Media
		Bajo P90	Mejor P50	Media	Alta P10	
Yacimientos Clásticos 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	32/39 (82%)
Pozos de desarrollo	19/19 (100%)
Pozos totales	51/58 (88%)

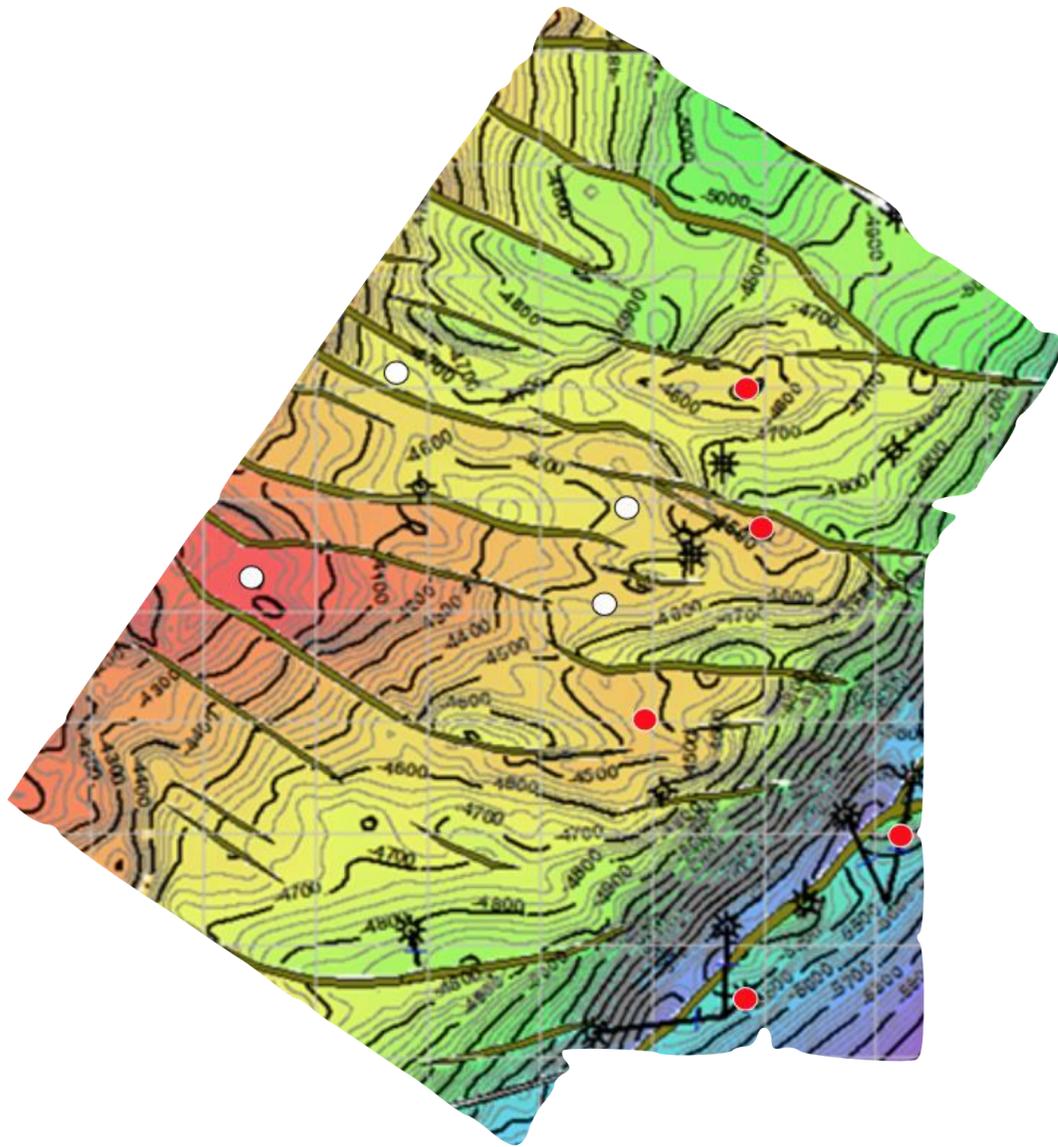
- Estrategia de cinta transportadora para perforar constantemente 178 prospectos individuales y conduce a la conversión objetivo de recursos en reservas con alta eficiencia de capital.
- Producción probada de yacimientos clásticos terciarios en la cuenca del Magdalena bajo y emocionante nuevo potencial 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 octubre de 2022.

Éxito en Exploración - Líder en la Industria Utilizando AVO*

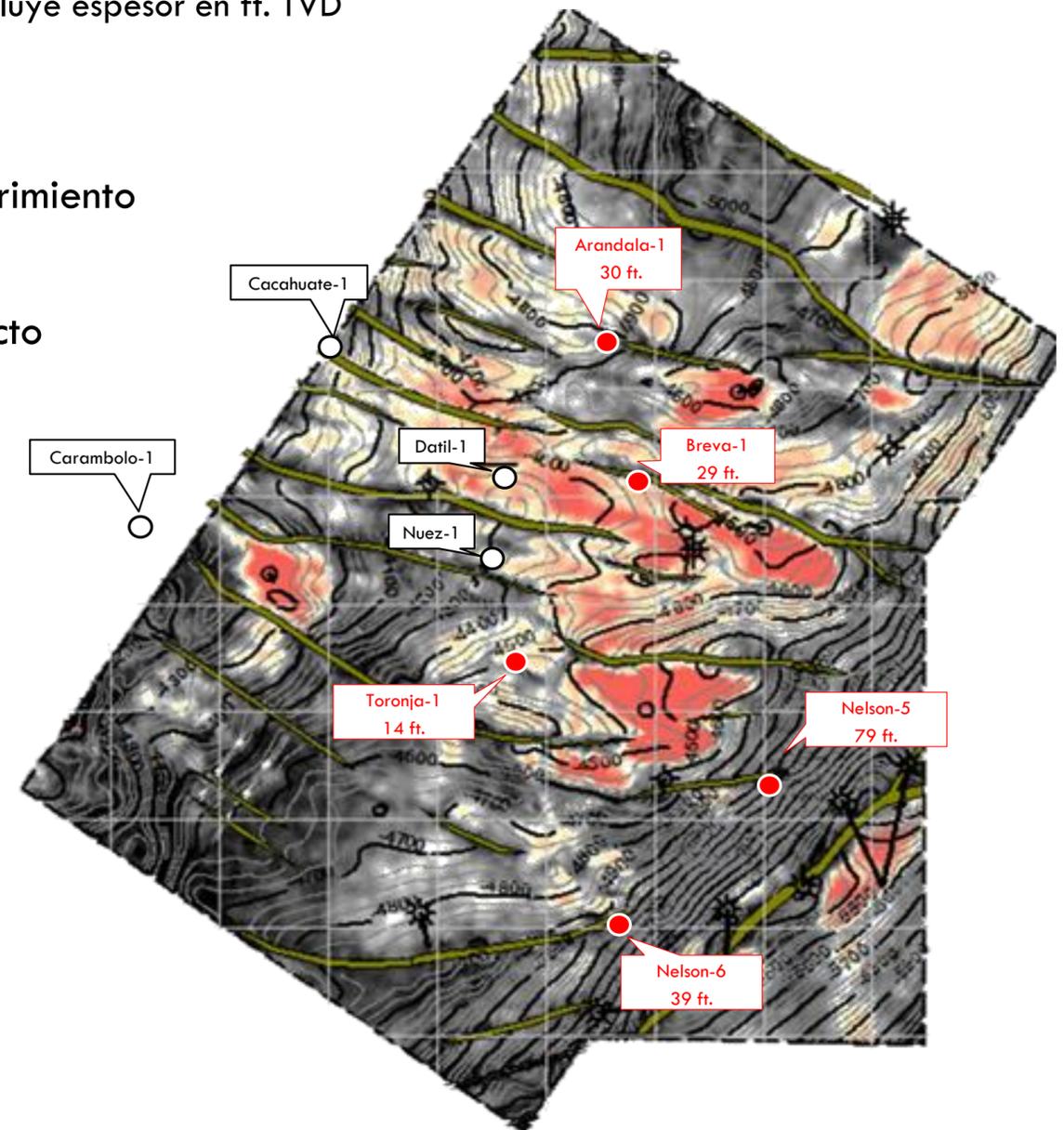
3D Sin Calibrar



3D Calibrado para Análisis de AVO

Incluye espesor en ft. TVD

- Descubrimiento
- Prospecto

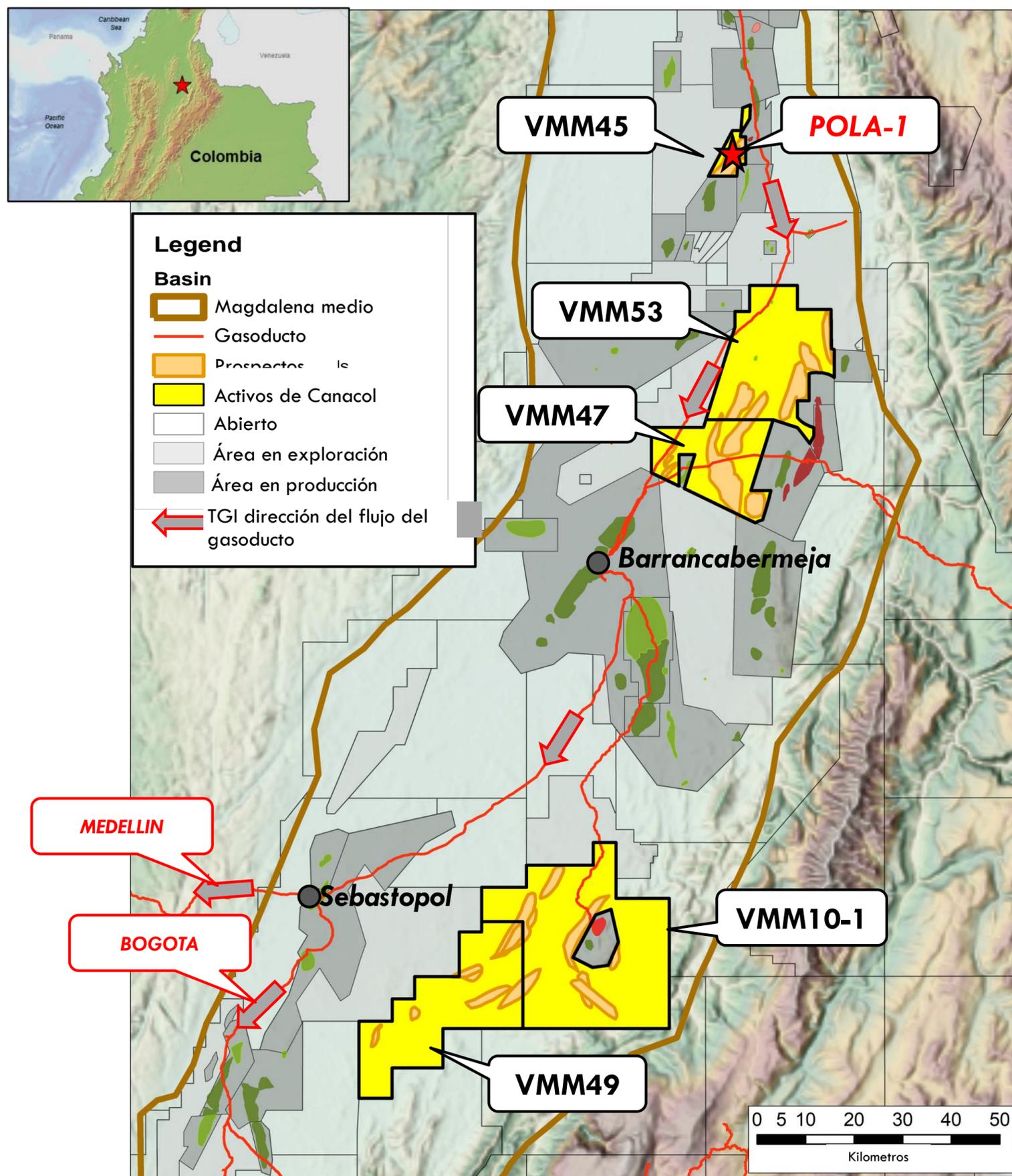


Tasa de éxito en perforación utilizando AVO = 92% (44 de 48)¹

*El análisis de Amplitud Versus Desplazamiento de datos de sísmica en 3D respalda el éxito de la perforación convencional

1. La tasa promedio de éxito de la Compañía de 87% incluye pozos perforados sin AVO.

Resumen de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Cuenca del Magdalena medio

- Larga historia de producción de petróleo y gas de en múltiples yacimientos.
- Importante potencial hidrocarburífero probado en rocas del Cretácico profundo y del Terciario menos profundas.
- Las rocas del Cretácico albergan una combinación ideal de elementos de yacimiento, incluidos carbonatos frágiles intercalados con productividad comprobada.

Acres prospectivos de Canacol

- En tres rondas de licitación sucesivas, CNE adquirió 5 bloques por un total de 610,981 acres con 100% de participación.
- Múltiples oportunidades a lo largo del *fairway* del Play de gas natural convencional.
- Cerca del principal sistema de gasoductos de TGI (260 mmcfpd de capacidad disponible): rápido potencial de comercialización.
- Comenzando con el pozo de exploración Pola-1, Canacol planea ejecutar un programa de exploración de varios años para evaluar los *play* de gas convencionales del Terciario poco profundo y del Cretácico profundo.
- El éxito en este *play* de gas profundo daría como resultado una nueva área de producción de gas central para la Corporación.

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

Un futuro energético más limpio

emisiones de GEI

al menos un **50%** y un **80%** menos que sus pares de petróleo y gas, respectivamente⁽¹⁾



Intensidad de emisiones de alcance 1 y 2 4,24 kg CO₂eq/boe

Intensidad de la energía

0,66 kwh/BOE

(Reducción del 22% CAGR desde 2018)



Emisiones verificadas por un tercero y un auditor externo



No hay áreas con estrés hídrico

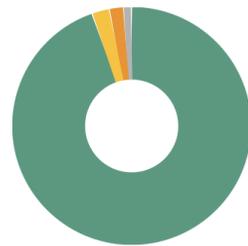


13,2% agua usada o reciclada

(aumento del 11% CAGR desde 2018)

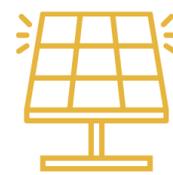


Matriz Energética



- Natural Gas: 95%
- Diesel: 2%
- Hydro: 8%
- Solar: 1%

Aumento del uso de energía solar en un 32% con la instalación de sistemas fotovoltaicos



26% de residuos peligrosos reutilizados o reciclados

Establecimiento de la línea de base



Compromiso para lograr la Certificación Residuo Cero en 2024



Un equipo seguro y comprometido

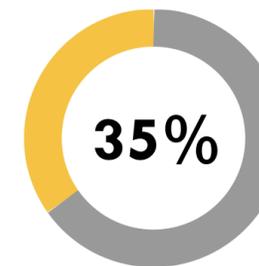
LTIF para empleados y contratistas 72% mejor que el objetivo



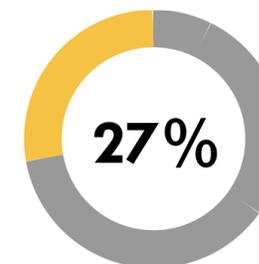
Sistema de Gestión de Igualdad de Género



Mujeres % sobre el total de la plantilla
8% por encima del promedio de la industria petrolera colombiana



Mujeres % de los puestos de alta dirección



Nuestro progreso hacia la excelencia ESG

Puntos clave

Una sociedad guiada por el desarrollo sostenible



Compromiso de las partes interesadas, la comunidad y los empleados



Se implementaron más de **60 proyectos sociales** que beneficiaron a más de **25,000 miembros de la comunidad en 13 municipios**



El **60%** de la mano de obra calificada y el **100%** de la mano de obra no calificada **fueron contratados localmente**



Compramos el **95,1 %** de todos los bienes y servicios **a nivel local, regional y nacional**, lo que representa un estímulo económico de **\$151 millones**



Proceso de Evaluación ESG y Código de Conducta para proveedores

Un negocio transparente y ético

75% **Directores independientes**



Códigos y políticas robustos

5 **Comités de la Junta - Comité ESG incluido**



Capacitación ESG para directores y gerentes



Comités de Auditoría, Gobernanza y Nominación **Totalmente Independientes**



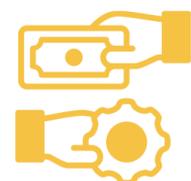
Sin violaciones de derechos humanos, casos denunciados de corrupción o incumplimientos del Código de Conducta y Ética



Evaluación anual formal de la junta por un consultor externo



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



Compensación a corto y largo plazo vinculada a métricas de **rendimiento y KPI ESG**



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



Hemos sido certificados con el **Sello de Plata Equipares** a nuestro compromiso con la equidad de género

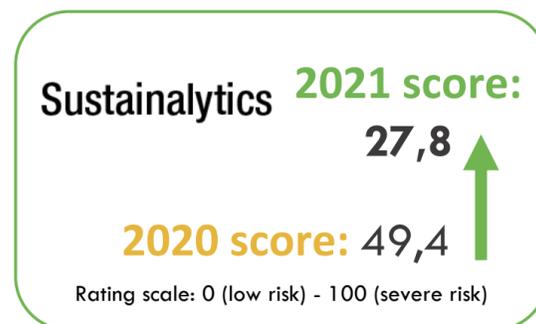
Estrategia ESG de Canacol: avanzando hacia emisiones cero y el desarrollo sostenible

Desempeño ESG - Calificaciones

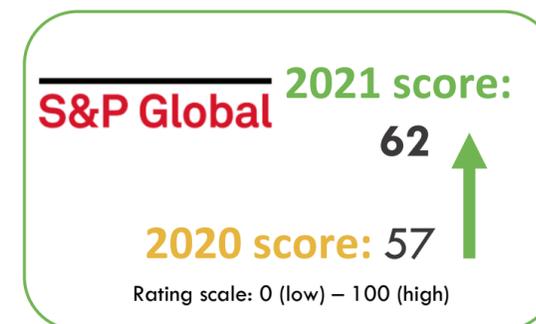
Reconocemos el valor del seguimiento, la evaluación y el aprendizaje en las calificaciones ESG año tras año



Cuartil superior en emisiones de carbono, relaciones comunitarias y gobernanza en relación con 18 pares



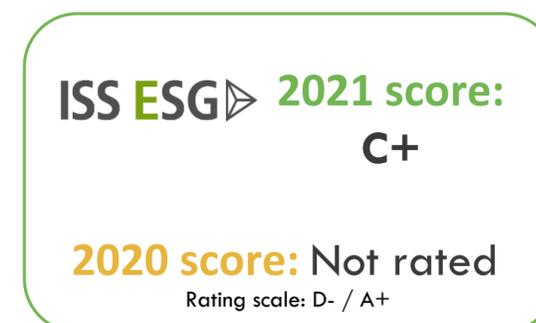
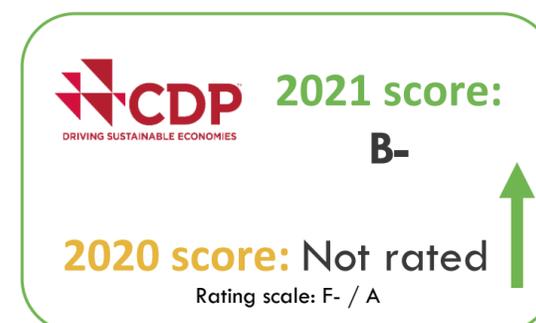
Percentil 6 en la Industria Productora de Petróleo y Gas



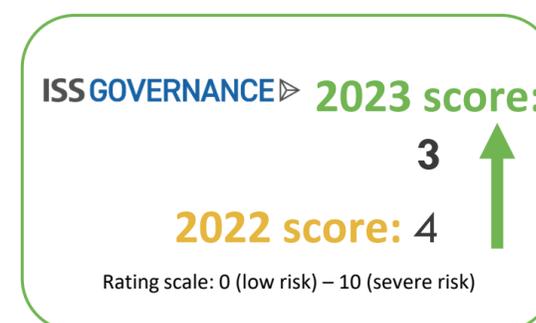
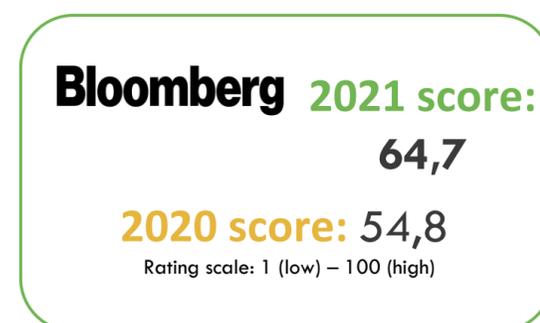
Percentil 78 Sector Upstream e Integrado de Petróleo y Gas



Mejor puntaje en la industria de Petróleo y Gas en Colombia

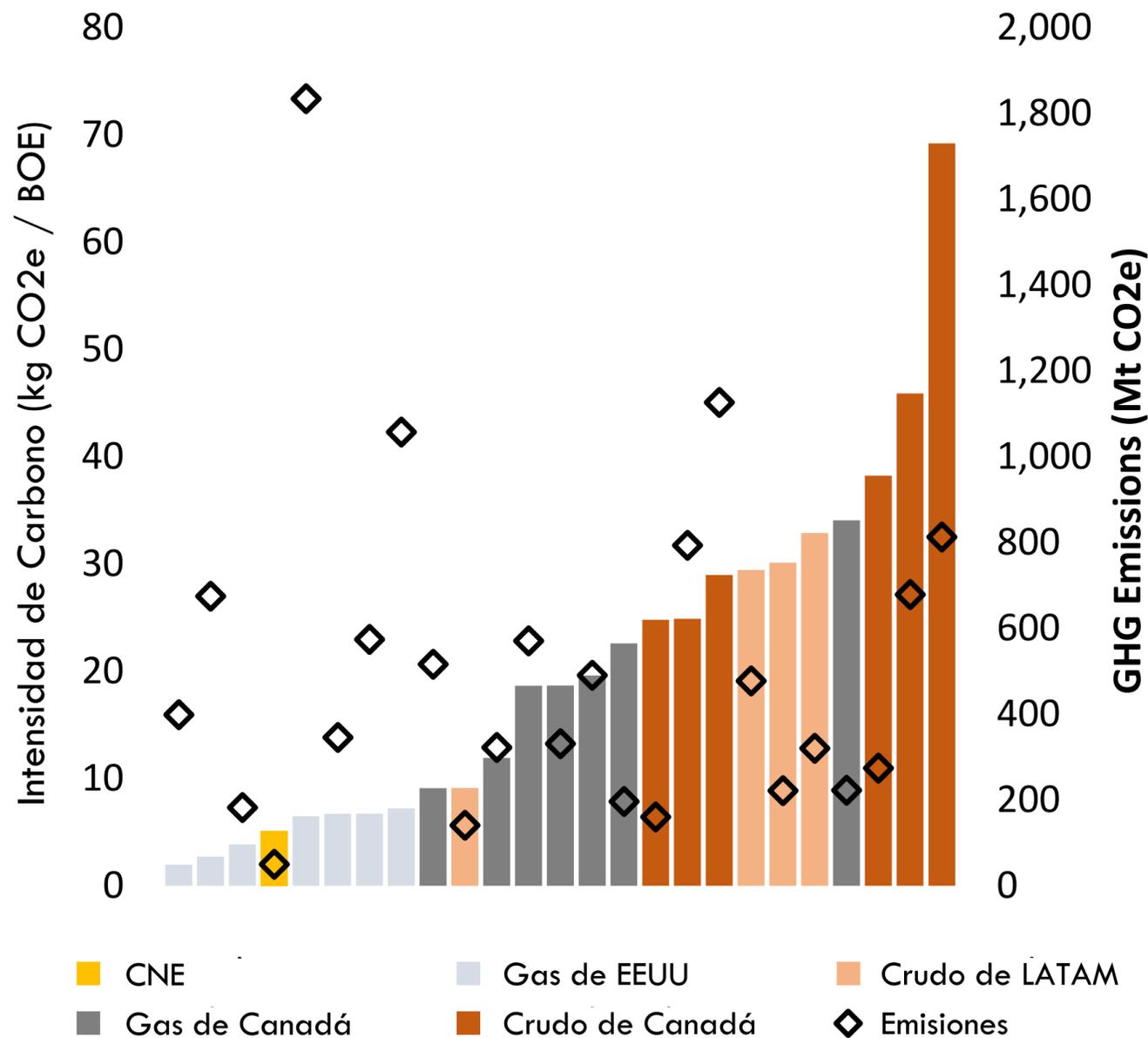


Mejor desempeño que el promedio de la industria en temas clave



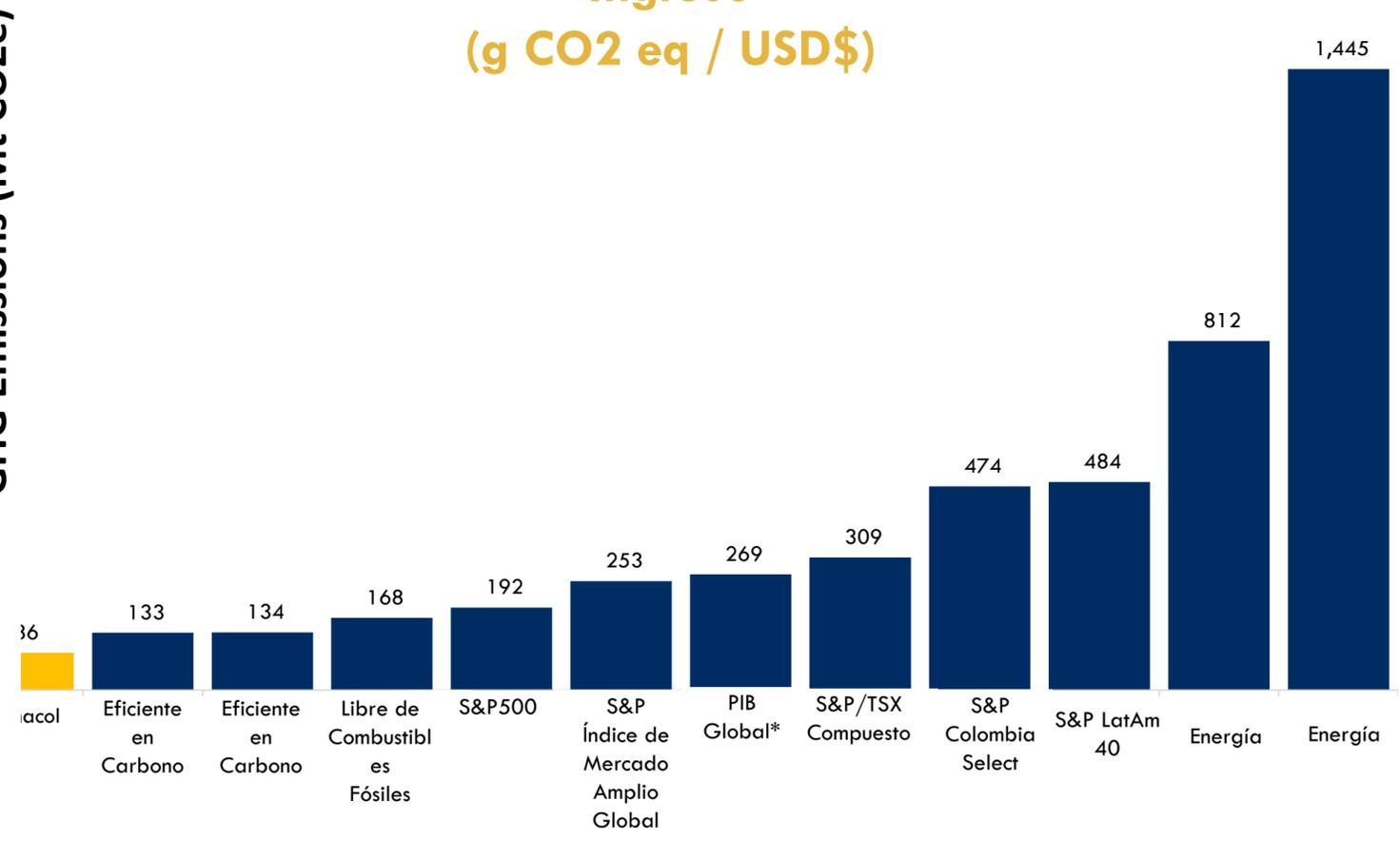
Apoyando la Transición de Colombia

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



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

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



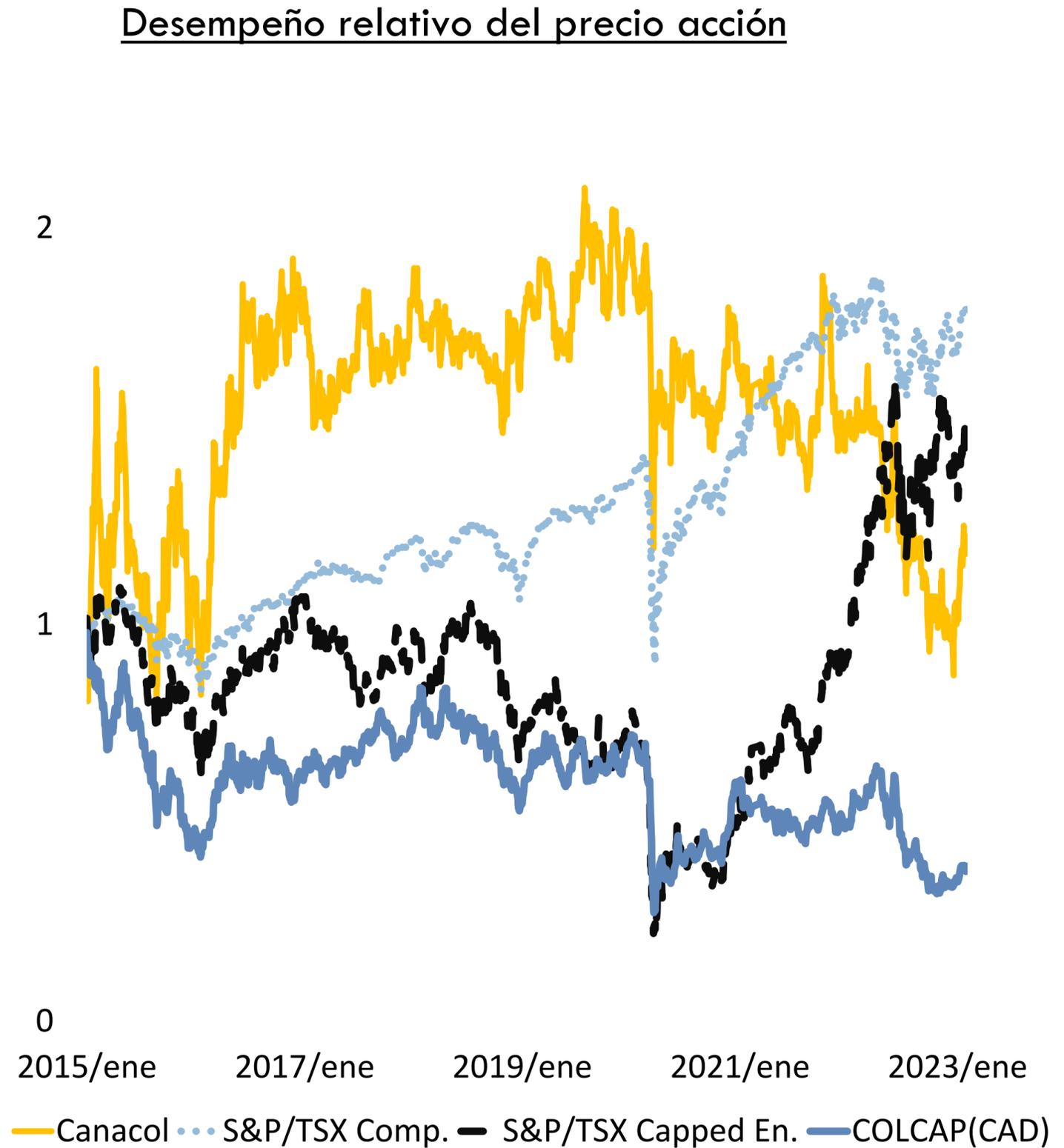
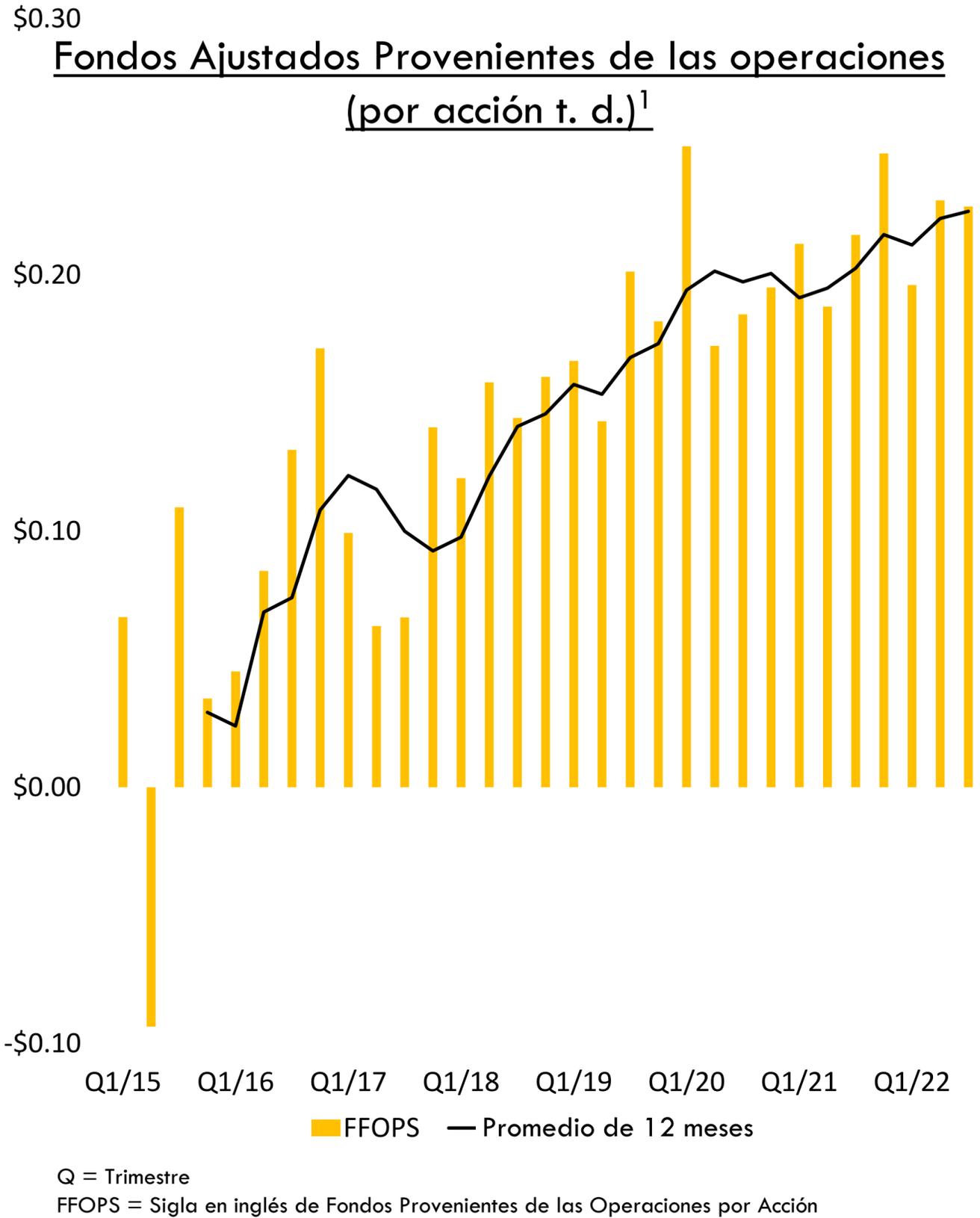
1. Fuente: Emisiones e intensidad de GEI para 2021 para Canacol y para 2020 para pares, emisiones directas (Alcance 1). La intensidad son las emisiones divididas por la producción neta después de regalías. Las emisiones de GEI no se ajustan por compensaciones, incluido el secuestro de CO2. Los pares 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 2020, datos de índices S&P al 30 de abril de 2022, intensidad de emisiones del PIB mundial según datos del Banco Mundial para 2017.

Apéndice

Desempeño Financiero y Valoración



Apéndice: Altos Márgenes + Crecimiento = Crecimiento de Flujo de Fondos y Precio de la Acción



Advertencias

Esta presentación se proporciona solo con fines informativos a partir de febrero 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.

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 2021 establecidas en esta presentación han sido preparadas por Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGEC") a partir del 31 de diciembre de 2020 (el "informe BGEC 2020"). El informe BGEC 2020 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 2021.
- 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 las
- 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 los
- 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.

Advertencias (3)

Información de Reservas y Recursos (Continuación)

- 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 la 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.
- La evaluación de recursos, a partir del 31 de diciembre de 2021, fue realizada por el evaluador de reservas independiente de la Corporación, BGEC, de conformidad con el Instrumento Nacional 51-101 - Estándares de divulgación para actividades de petróleo y gas. La prensa de la Corporación dio a conocer los resultados de la evaluación de recursos el 6 de abril de 2022.

Información de Reservas

- 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.
- Los cálculos de CAGR se basan en el crecimiento de los valores a junio de 2013 a los valores a diciembre de 2021.
- 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 propiedades o pozos individuales 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.
- En nuestro comunicado de prensa del 17 de marzo de 2022, se proporciona una descripción completa del cálculo de los costos de FD&A, los índices de reciclaje y el índice de vida útil de la reserva. En las siguientes diapositivas también se muestra una conciliación de los costos de FD&A.
- Las estimaciones NPV10 después de impuestos son según las divulgaciones anuales NI 51-101 en nuestros formularios de información anual. Valores Totales Corporativos.

Advertencias (4)

2P Natural Gas Reserves Metrics Reconciliation – Canacol Working Interest before Royalty ^{(1) (2) (3)}

	Calendar 2021	Three-Year Ending December 31, 2021
	Conventional Natural Gas	Conventional Natural Gas
Net Natural Gas Capital Expenditures (M\$ US) ⁽²⁾	\$ 92,248	244,834
Capital Expenditures - Change in FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾	(22,355)	30,552
Total F&D (M\$ US)	\$ 69,893	275,386
Net Acquisitions (M\$ US)	-	-
Total FD&A (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾	\$ 69,893	275,386
Reserve Additions (MMCF)	36,211	228,889
Reserve Additions – Net Acquisitions	-	-
Reserve Additions Including Net Acquisitions (MMCF)	36,211	228,889
2P F&D per Mcf (US\$/MCF) ⁽⁵⁾⁽⁸⁾	\$ 1.93	1.20
2P FD&A per Mcf (US\$/MCF) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾	\$ 1.93	1.20

(1) The numbers in this table may not add due to rounding.

(2) The Company excludes midstream investments from the F&D calculations, as these capital investments represent long life midstream assets that have multi decade operating life potential, coupled with residual value. 2021 and 2020 capital expenditures exclude US\$ 3.2 million and US\$ 2 million related to expenditures on the Medellin pipeline, respectively. 2019 capital expenditures exclude US\$ 14.5 million related to the third Jobo Station expansion, which was completed in 2019.

(3) All values in this table are stated on a 2P (Total Proved + Probable) basis.

(4) "Capital Expenditures – change in FDC" is rounded. FDC is the 2P (Total Proved + Probable) future development capital.

(5) 2P F&D – Finding and Development Costs on a 2P (Total Proved + Probable) basis.

(6) 2P FD&A - Finding, Development and Acquisition Costs on a 2P (Total Proved + Probable) basis.

(7) With the finding and development costs, the aggregate of the exploration and development costs incurred in the most recent financial year and the change during that year in estimated future development costs generally will not reflect total finding and development costs related to reserve additions for that year.

(8) 2021 1-year 2P reserves addition is comprised of 70.2 Bcf of discoveries, offset by 34 Bcf of technical revisions. As such, the 1-year 2P F&D of \$1.93/Mcf is calculated on the net reserves addition of 36.2 Bcf. 1-year 2P F&D related only to the 70.2 Bcf of discoveries is \$1.00/Mcf.

- La tasa de reciclaje de gas natural se calcula dividiendo el netback de gas natural entre los costos de búsqueda y desarrollo.
- La tasa de reciclaje 2P de 1,8x para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 (calculado con base en el netback de gas natural de US\$ 3,40 / Mcf para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021)
- Índice de reciclaje 2P de 3,0x para el período de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2021 (calculado con base en el netback promedio ponderado de gas natural de US\$ 3,58/Mcf para los años finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019)
- Índice de vida de reservas 2P ("RLI") de 8,9 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2021 de 186 145 mil pies cúbicos estándar por día ("Mscfpd") o 32 657 barriles de petróleo equivalente por día ("BOEPD")
- 1P RLI de 5,4 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2021 de 186 145 Mcfpd o 32 657 BOEPD



Carolina Orozco
Vicepresidente, Relaciones con Inversionistas
+44 755.537.3873
corozco@canacolenergy.com

Mauricio Hernandez Tascón
Gerente de Relaciones con Inversionistas
+57 1.621.1747
mhernandezt@canacolenergy.com

www.canacolenergy.com

