

Presentación Corporativa

Octubre 2025



Canacol en un Vistazo



TSX : CNE



BVC : CNE.C



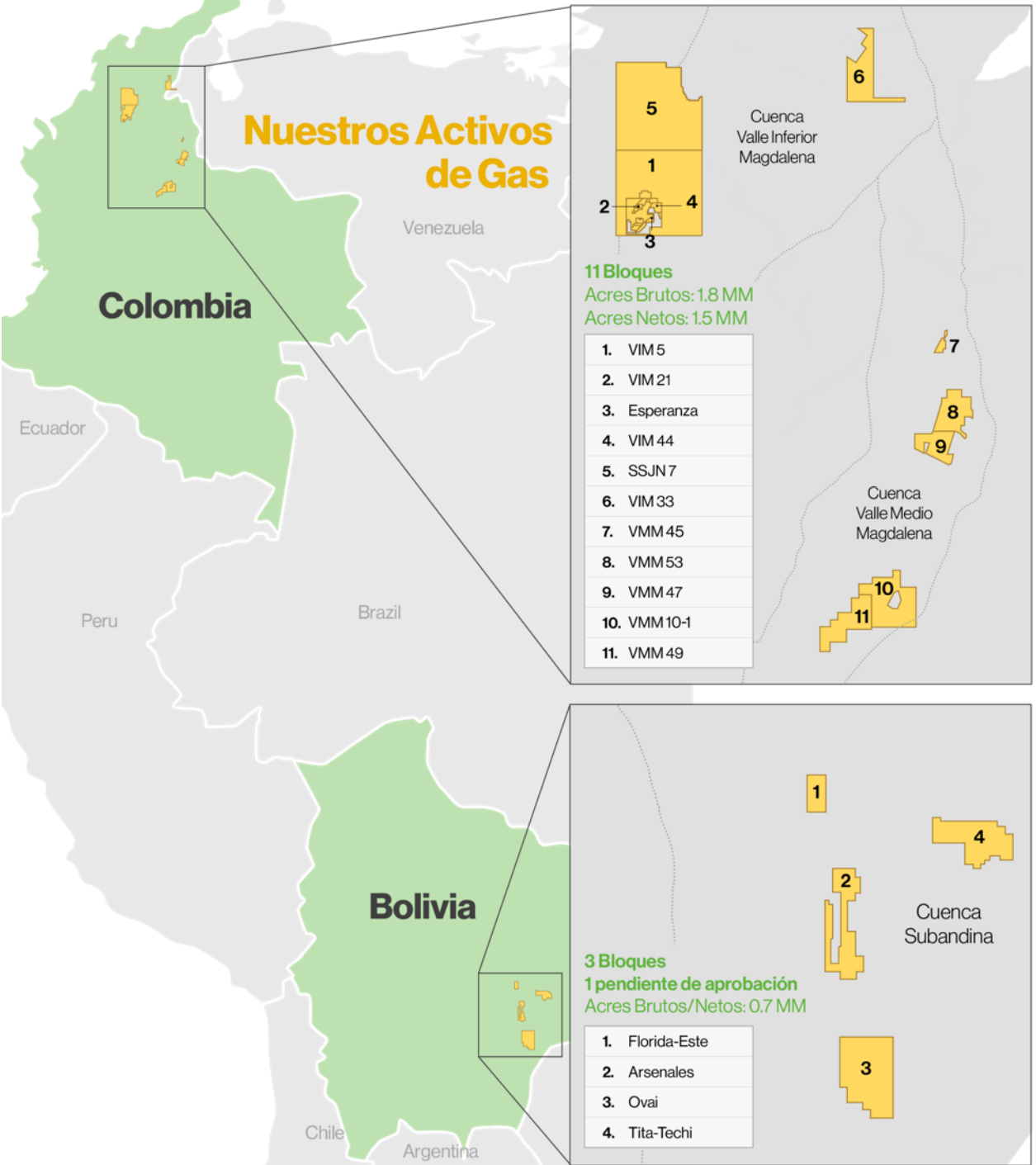
OTCQX : CNNEF

Acciones Básicas O/S (MM) ¹	34.1
Precio de la Acción (C\$) ²	\$2.6
Capitalización de Mercado CAD \$89MM - (US \$MM) ^{2,3}	\$64
Deuda Neta(US \$MM) ⁴	\$775
Valor Empresa (US \$MM)	\$839

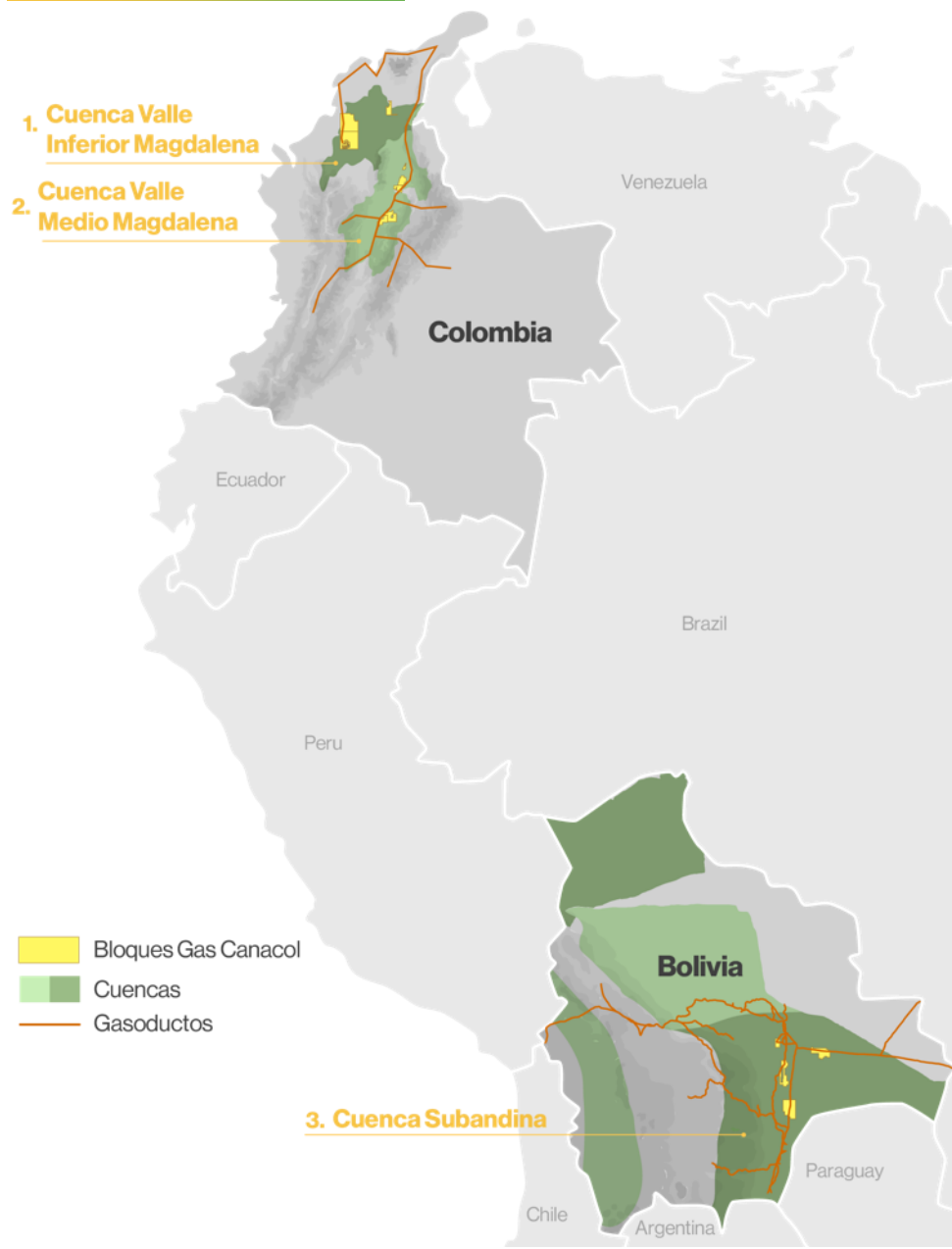
Reservas Equivalentes de Gas en Colombia(bcf) ⁵	1P	2P
Reservar Brutas	254	599
VPN-10 Después de Impuestos (US \$MM)	\$1,084	\$1,987
Índice de Vida de Reservas	4.3	10.2

Recursos Prospectivos en Colombia (bcf) ⁶	Sin Riesgo	Con Riesgo
Recursos Brutos Medios	20,525	7,576

1. Al 30 de junio de 2025.
2. Al 30 de octubre de 2025.
3. Convertido del tipo de cambio de CDN a USD (0.72) al 30 de octubre de 2025.
4. Al 30 de junio de 2025. La deuda neta mostrada es la deuda total menos el capital de trabajo.
5. Reservas e intereses de trabajo y volúmenes considerados según el informe de reservas independiente preparado por Boury Global Energy Consultants ("Boury") con fecha del 31 de diciembre de 2024. El índice de vida de las reservas se basa en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2024, de 161,290 Mcfpd.
6. Representa los recursos prospectivos brutos medios de gas natural convencional según el informe preparado por Boury Global Energy Consultants, con fecha del 31 de diciembre de 2021.



Enfoque Estratégico: 3 Avenidas de Crecimiento de Gas Natural



Colombia

1. Magdalena Inferior: Cuenca Probada con Potencial de Crecimiento Continuo

- Éxito demostrado logrando liderazgo de mercado: ~50% del suministro de gas
- Desbloqueando potencial de nuevos recursos: >24 prospectos identificados en nueva sísmica 3D
- Mantener y aumentar las ventas de gas en el mercado costero del Caribe

2. Cuenca del Valle del Magdalena Medio: Exploración del Potencial de Recursos Superficiales y Profundos

- La cuenca de petróleo y gas más antigua de Colombia, con una producción histórica de 2.3 boe de petróleo y gas
- El éxito resultará en una nueva área estratégica para la Corporación
- Cualquier descubrimiento puede ser rápidamente comercializado en el mercado interior a través de la infraestructura de transporte existente

Bolivia

Cuenca Subandina: Aprovechando Oportunidades Tempranas en un Mercado Poco Desarrollado

- Segundo mayor exportador de gas en Sudamérica: 65% de la producción de gas se exporta a Brasil y Argentina
- Los gasoductos de exportación existentes ahora tienen ~35% de capacidad disponible
- Altos precios de exportación de gas (~US\$10-15/mmscfd)
- Redesarrollo de campos de gas maduros de bajo riesgo y un significativo potencial de exploración de gas

El Mercado de Gas Natural en Colombia



El Gas Natural Liderará la Transición Energética en Colombia

Cambio Climático



- Colombia planea utilizar más gas para cumplir con su objetivo de reducción de emisiones de CO2 del Acuerdo de París: 51% ↓ para 2030
- El gas produce un 50% menos de CO2 que el carbón y un 30% menos que el petróleo

Contaminación del Aire



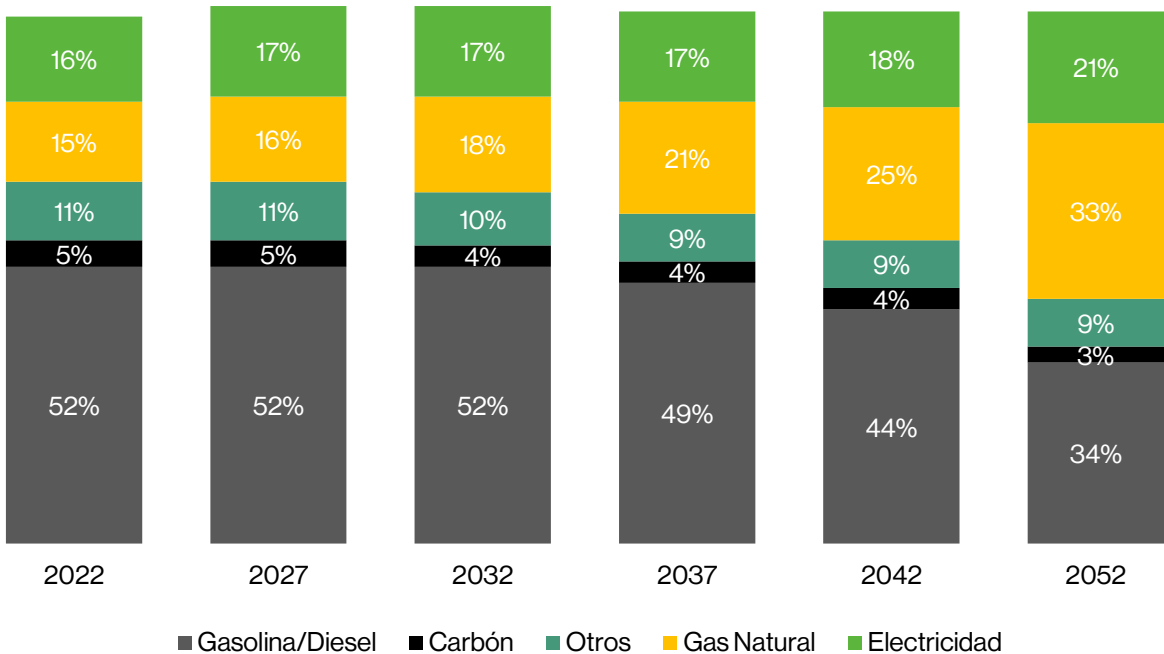
- Uno de los problemas de salud más grandes en Colombia, que cuesta el 1.93% del PIB¹
- Solución con casi CERO contaminantes que causan smog: GAS

Energías Renovables



- El gas continuará proporcionando generación de energía de respaldo más allá de 2030, reemplazando al carbón y al petróleo en la generación de electricidad

Proyecciones de Demanda Energética¹ (PJ)



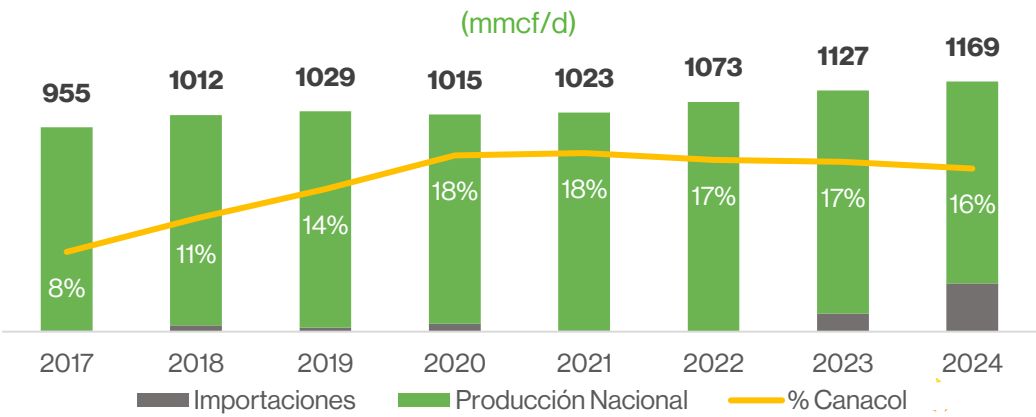
El gas es la alternativa más limpia

1. UPME Plan Energético Nacional, junio de 2023. Escenario "Actualización", que se refiere a un escenario dentro del plan energético nacional en el que las emisiones de CO2 se reducen en un 30% respecto a un escenario de "Negocios Como Siempre". Los otros escenarios en el estudio anticipan una demanda de gas igual o mayor a la mostrada en este escenario.

Dinámicas del Gas Natural en Colombia

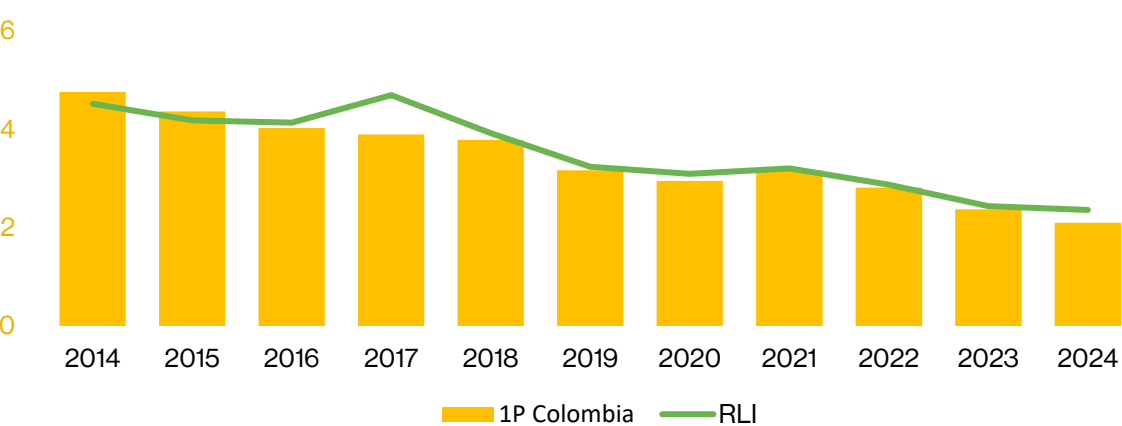
- Reservas probadas nacionales disminuyen ~ 7% por año
- Demanda de gas aumenta ~ 3% por año en los últimos 10 años
- Mayores campos estatales de Colombia, con más de 40 años, disminuyen ~20% por año
- Escasez de gas natural de ~ 7.5% - 10%
- Aumento de los precios del gas nacional debido a la creciente dependencia de GNL importado de alto costo

Oferta de Gas en Colombia²

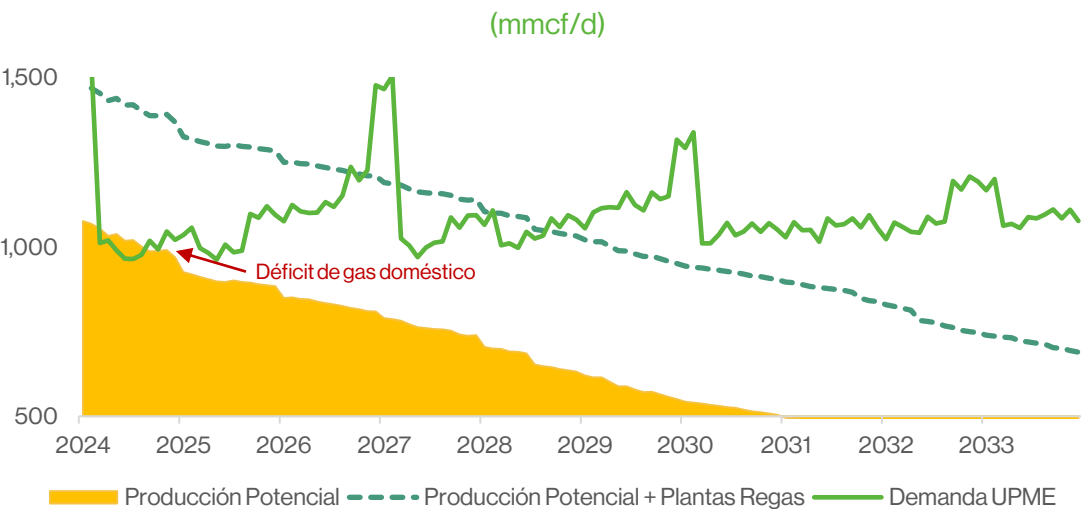


Reservas Probadas de Colombia(TCF)¹

1P 2.064 Tcf / (RLI) 6.9 años (2024)

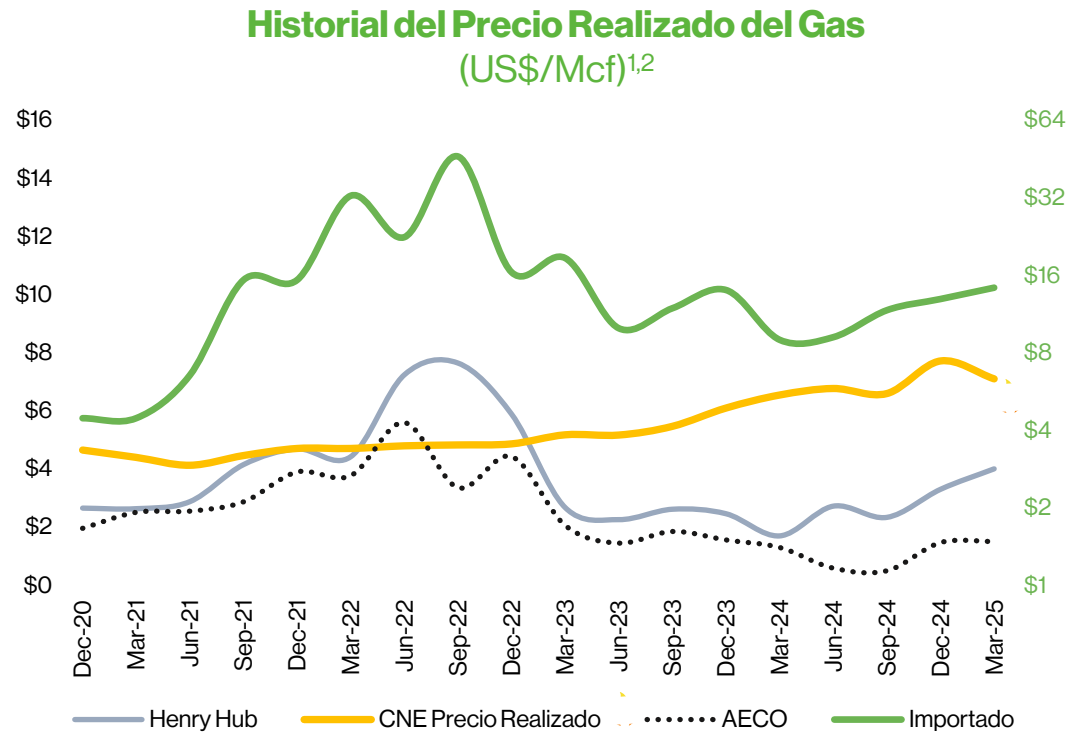


Suministro / Demanda de Gas en Colombia³



1. National Hydrocarbons Agency.
2. Commercialized gas production as reported by ANH & Canacol Calculations, Gestor del Mercado & Canacol Calculations.
3. Demand: UPME 2023 "Electricity and Natural Gas Demand and Projection Report 2024-2038" Supply: Production Declarations, Ministry of Mines and Energy 2024.

Precios del Gas Natural Domestico en Aumento



Aumento de los Precios del Gas Nacional Debido a la Mayor Dependencia del GNL Importado de Alto Costo

10% de Volatilidad en los Precios Promedio Trimestrales en Comparación con un Promedio de Referencia del 51%⁴

1. El Precio Realizado de Canacol (CNE) es Neto de Costos de Transporte.
2. Eje secundario en escala logarítmica.
3. Importado Fuente: DIAN y cálculos de Canacol Energy
4. Desde el 1T18 hasta el 2T24. La volatilidad promedio de referencia se calcula a partir de WTI, Henry Hub y AECO.
5. Informe de Ryad Energy.

Alternativas Poco Confiables y Costosas al Gas Natural Domestico



Importación de GNL

- **Altos Costos de Importación:** El GNL requiere una inversión significativa en licuefacción, transporte, almacenamiento y regasificación, lo que lleva a precios casi 2 veces superiores al gas nacional
- **Volatilidad de Precios:** Los mercados globales de GNL son susceptibles a eventos geopolíticos, lo que causa fluctuaciones significativas en los precios



Proyectos Offshore

- **Largos Tiempos de Espera:** Los campos offshore no comenzarán la producción hasta aproximadamente 2029, dejando una brecha de suministro a corto plazo
- **Altos Costos de Inversión:** Los proyectos de gas offshore son intensivos en capital, con precios esperados de \$8.8–\$12.6/MBTU⁵, lo que incrementa los precios del gas



Importaciones por Gasoducto

- **Inestabilidad Política:** La dependencia de las importaciones de gasoducto desde Venezuela es arriesgada debido a los desafíos políticos
- **Falta de Gas:** Venezuela enfrenta una escasez de gas debido a décadas de falta de inversión
- **Brechas en la Infraestructura:** Se requeriría una inversión significativa en infraestructura de gasoductos, lo que aumentaría la carga de costos general



Exploración Onshore

- **Menores Costos:** La exploración de gas onshore ofrece una solución más rentable
- **Potencial Inmediato:** Los proyectos onshore pueden desarrollarse rápidamente para satisfacer la demanda a corto plazo mientras se refuerza la seguridad energética.

Nuestro Sólido Historial: Gas Natural en Colombia



El Sólido Historial de Canacol

Desde 2013:



985 bcf
Gas Natural Descubierto 2P

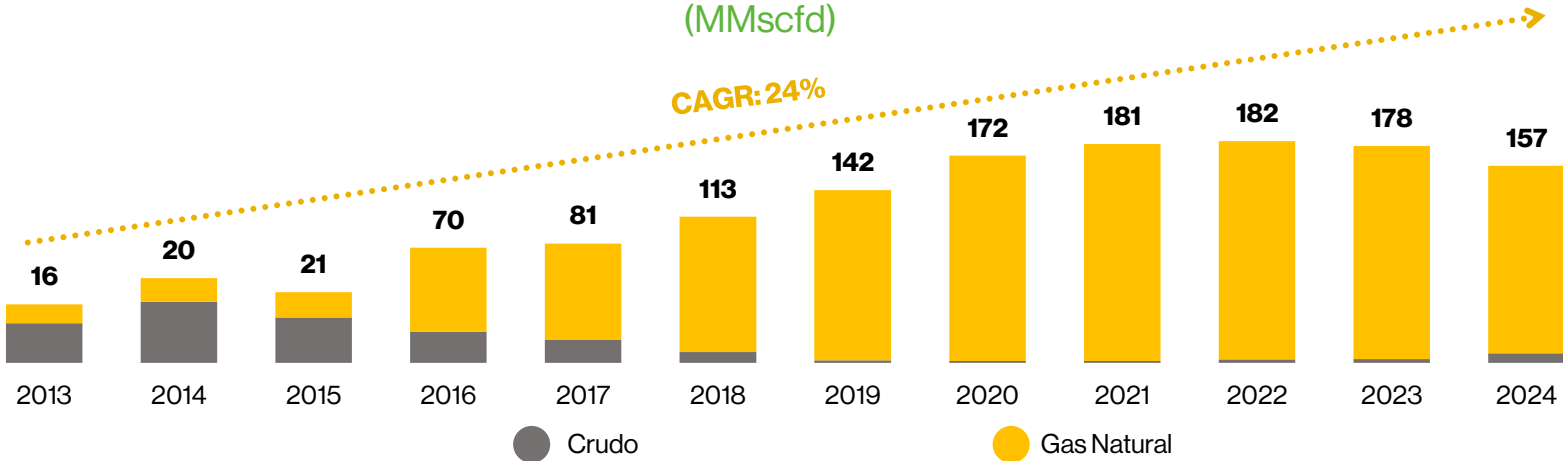
481 bcf
Gas Natural Producido



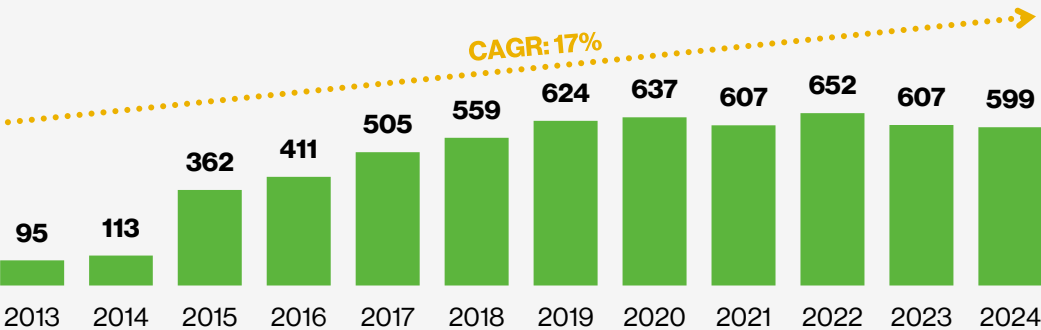
92 Pozos Perforados
Historial de Éxito

81% de Éxito en Exploración
Éxito en Exploración Líder en la Industria
Éxito Utilizando AVO

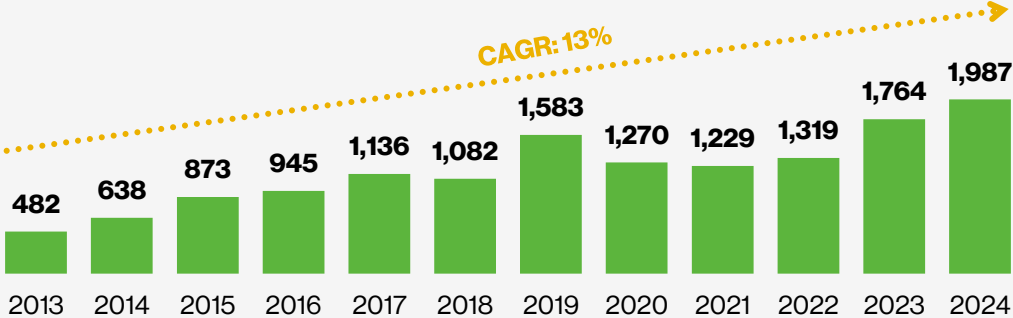
Ventas de Gas Natural (MMscfd)



Reservas 2P (bcfe)



2P NPV10 Después de Impuestos (US\$MM)



1. Reservas de Interés de Trabajo según el informe de reservas independiente preparado por Boury Global Energy Consultants ("Boury"), con fecha del 31 de diciembre de 2024. El Índice de Vida de Reservas se basa en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2024, de 161,290 Mcfpd.

2. Los cálculos del CAGR se basan en el crecimiento desde los valores de junio de 2013 hasta los datos más recientes. La evolución histórica de las reservas de gas se muestra según las divulgaciones anuales de NI 51-101 para la conciliación de reservas, tal como se informa en nuestros Formularios de Información Anual en SEDAR.

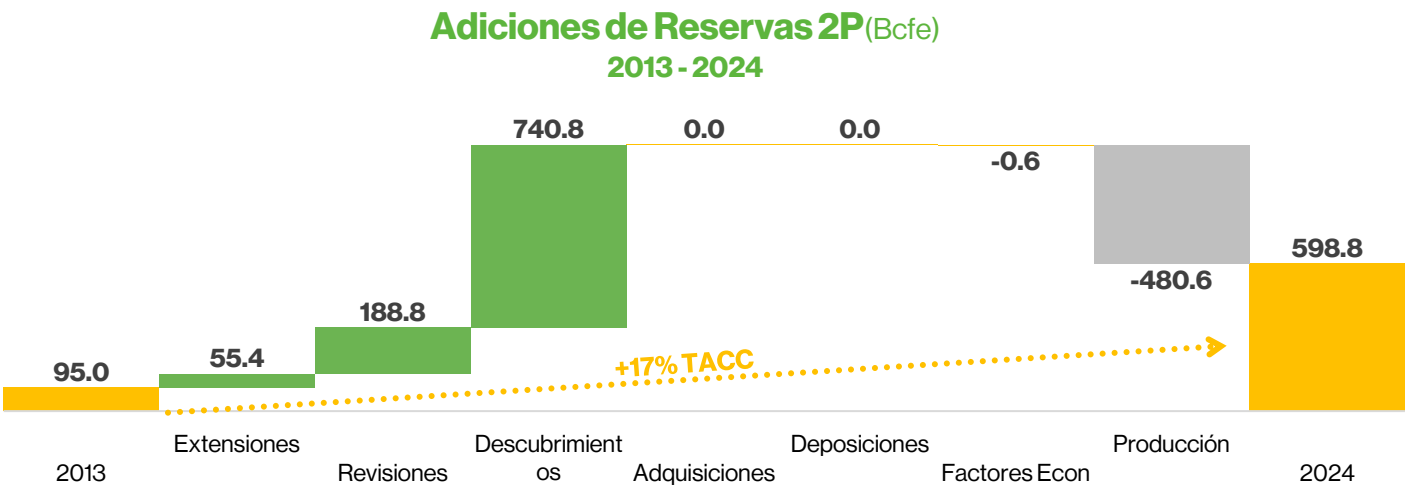
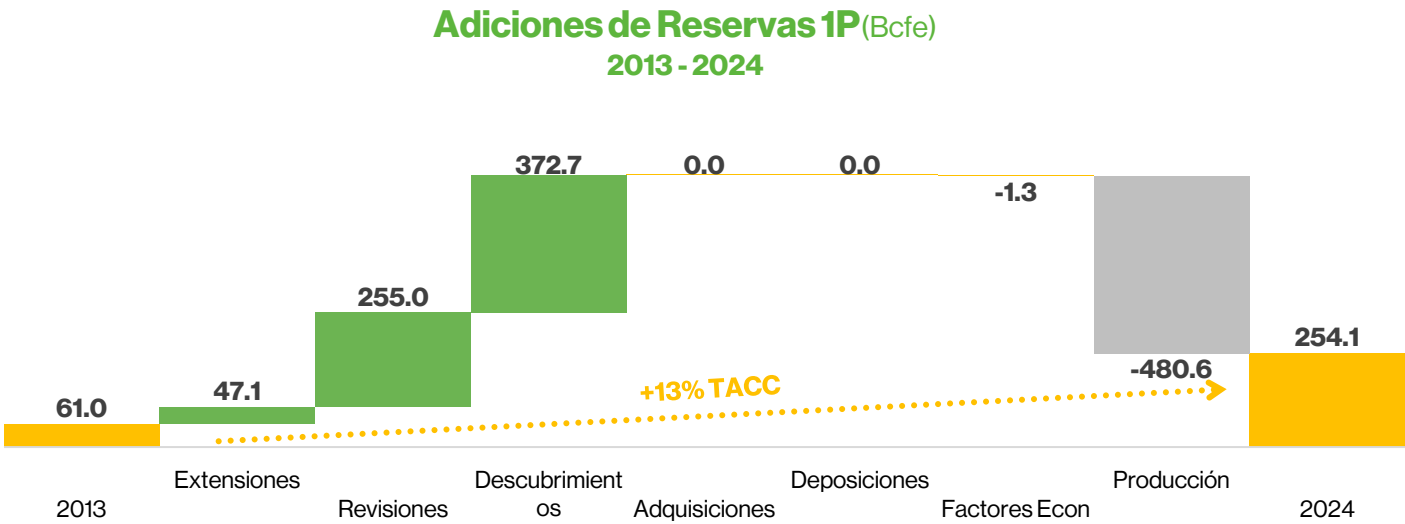
3. Las cifras de 2013 y 2014 son hasta el 30 de junio. Desde el 31 de diciembre de 2015, Canacol cambió su año fiscal del 30 de junio al 31 de diciembre. Las reservas históricas son solo de gas de Colombia y excluyen las reservas de petróleo liviano y medio que se distribuyeron a los accionistas con Arrow Exploration en 2018, así como los "volúmenes estimados" para operaciones en Ecuador. Las reservas 2P de 2022, 2023 y 2024 incluyen 33 bcfe 37 bcfe y 37 bcfe de reservas de petróleo y volúmenes estimados, respectivamente.

4. Las divulgaciones importantes sobre la información de reservas se encuentran en la diapositiva de Avisos al final de la presentación, así como en nuestro comunicado de prensa del 20 de marzo de 2025.

Índice de Vida de Reservas (años)

1P	4.3
2P	10.2

Adiciones de Reservas: Una Visión General de Diez Años

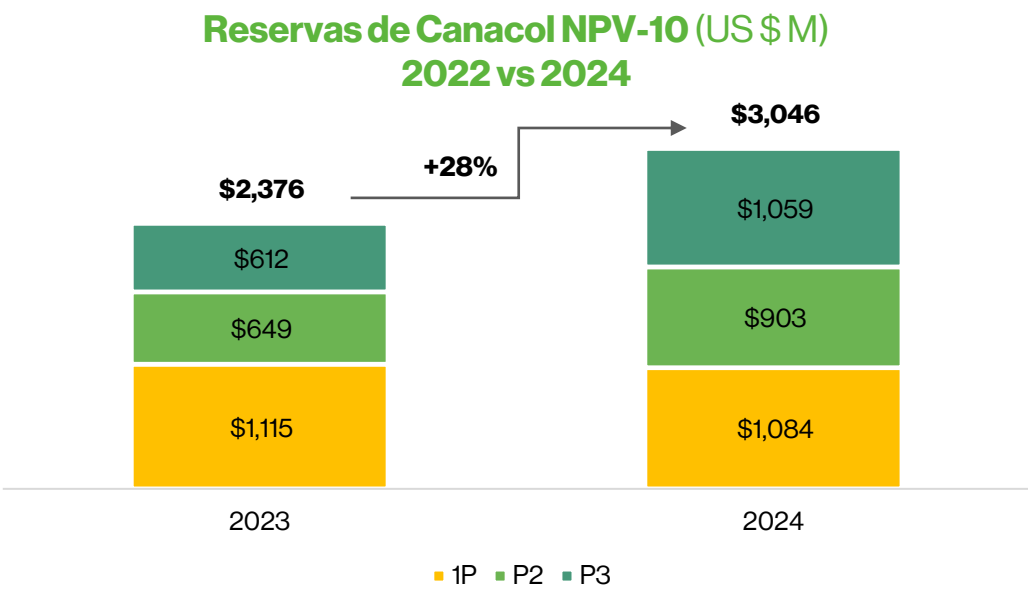
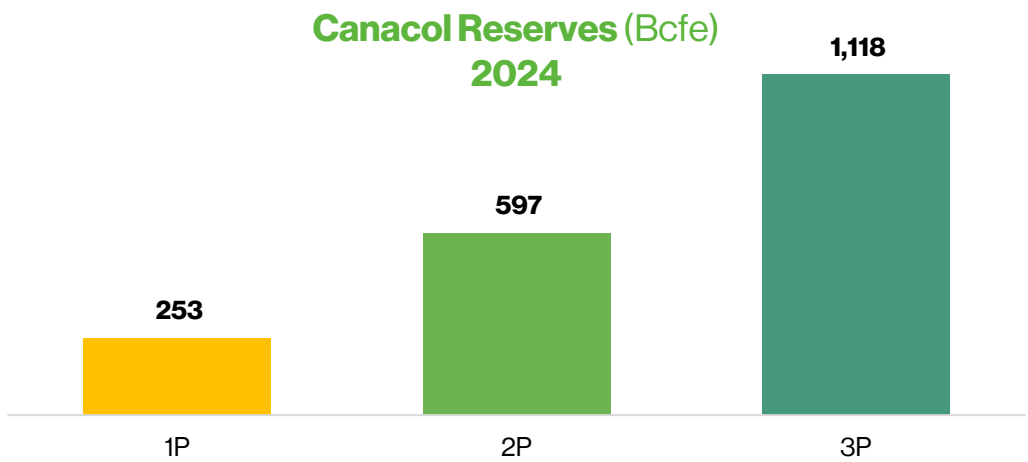


Crecimiento de Reservas Respaldado por Descubrimientos de Gas Natural 2013 - 2024

- +7% TACC en reservas de gas natural PDP
- +13% TACC en reservas de gas natural 1P
- +17% TACC en reservas de gas natural 2P
- +26% TACC en reservas de gas natural 3P
- Las adiciones de reservas fueron impulsadas por ~30 nuevos descubrimientos de gas natural
- Crecimiento constante del Índice de Vida de Reservas (RLI) y de reservas, a pesar de un +22% TACC en ventas realizadas de gas natural

1. Basado en informes de reservas independientes de 2013 a 2023, preparados por Petrotech Engineering Ltd, Collarini Associates, DeGolyer & McNaughton y Boury Global Energy Consultants.

Zoom a Nuestras Reservas



Aspectos Destacados de las Reservas de Canacol 2024

1P

- 254 Bcfe, con un VPN10 después de impuestos de US \$1.1 billones
- CAD \$45.8/acción de valor de reservas
- CAD \$15.5/acción de VNA
- Índice de Vida de Reservas de 4.3 años

2P

- 599 Bcfe, con un VPN10 después de impuestos de US \$2.0 billones
- CAD \$83.9/acción de valor de reservas
- CAD \$53.6/acción de VNA
- Índice de Vida de Reservas de 10.2 años

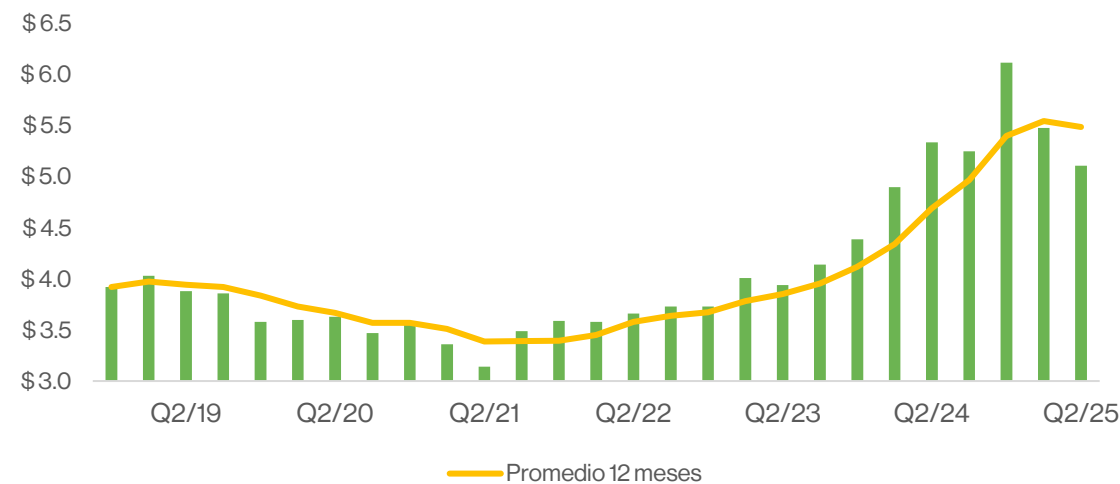
3P

- 1,121 Bcfe, con un VPN10 después de impuestos de US \$3.0 billones
- CAD \$128.6/acción de valor de reservas
- CAD \$98.3/acción de VNA
- Índice de Vida de Reservas de 19.0 años

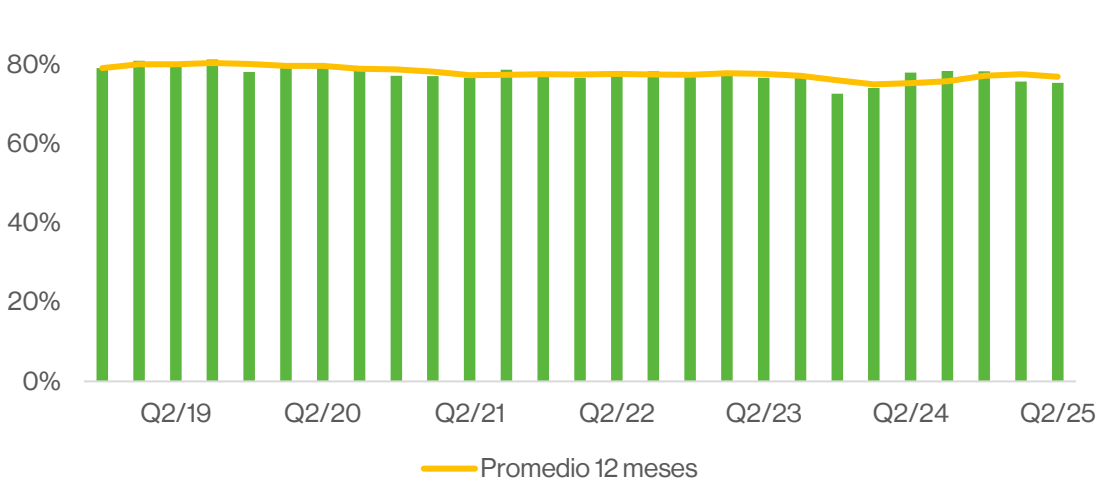
1. Basado en el informe de reservas independiente de Boury Global Energy Consultants.

Sólido Historial

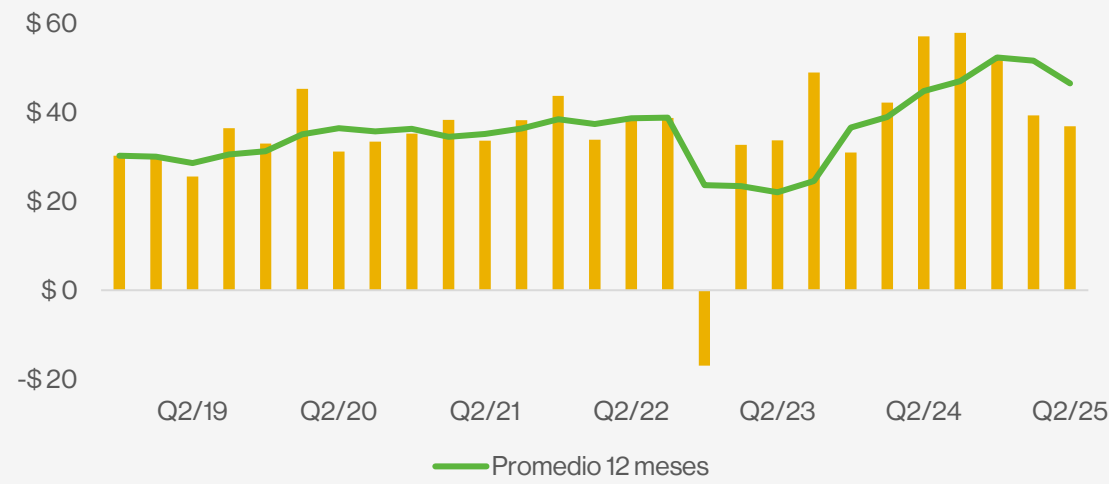
Netback de Gas Natural (US \$/Mcf)



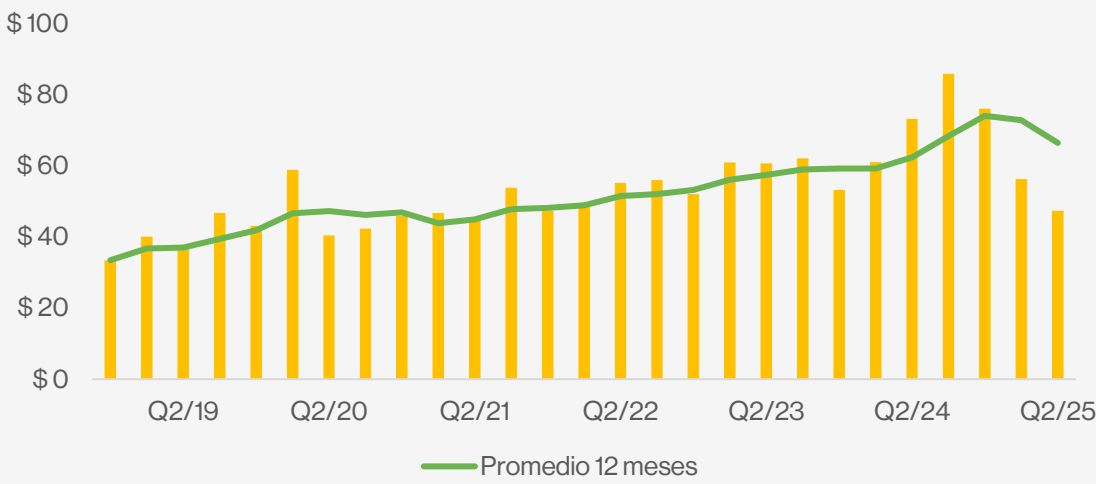
Margen Operativo de Gas Natural (%)



Fondos Ajustados de Operaciones¹ (US \$MM)



EBITDAX Ajustado² (US \$MM)

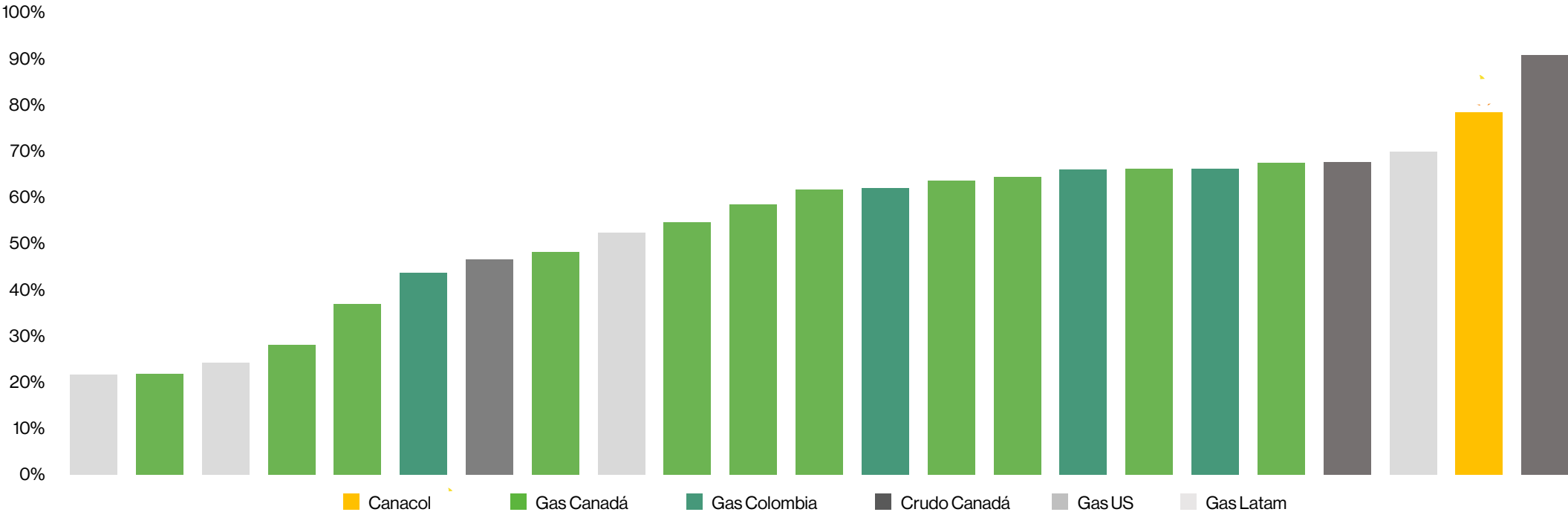


1. Los Fondos Ajustados de Operaciones representan el flujo de efectivo (usado) proporcionado por actividades operativas antes de la liquidación de las obligaciones de desmantelamiento, el pago de una obligación por acuerdo de litigio y cambios en el capital de trabajo no monetario.

2. EBITDAX se calcula sobre una base de 12 meses y se define como el ingreso neto (pérdida) e ingreso integral (pérdida) ajustado por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros cargos similares no recurrentes o no monetarios.

Sólido Desempeño Operacional y Posición Competitiva

Márgenes del netback de primer nivel, impulsando la rentabilidad y reforzando nuestra sólida posición competitiva en la industria



Desde mediados de 2021, los precios de venta de gas en Colombia han aumentado de manera constante, impulsando récords consecutivos en netbacks y su margen

1. Informes financieros a fin de año 2024. Empresas seleccionadas de pares: PXT, FEC, GTE, GPRK (Gas de Colombia), PNE, PEA, POU, BIR, KEL, ARX, KEC, NVA (Gas de Canadá), CAH, ATH, IPCO, VRN, TVE, VET (Petróleo de Canadá), TXP, ALV (Gas Latam), CNX, AR, EQT, CRK (Gas de EE.UU.)

Nuestro Plan 2025



Guía de Ventas de Gas Natural y Petróleo 146 – 159 MMscfepd

Guía de Ventas de Gas Natural:

140 – 153 mmscfd
Precio Promedio: \$7.33 - \$7.65 /Mcf

Contratos firmes take-or-pay:

111 mmscfd

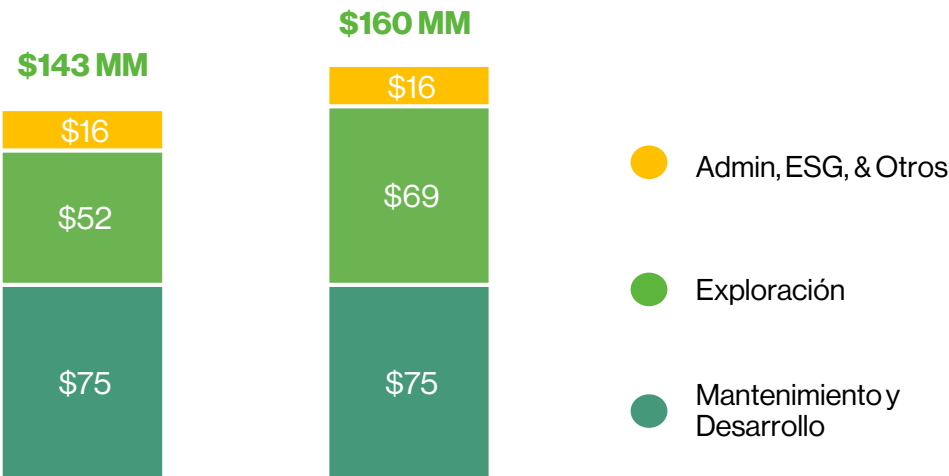
	2024	2025 Guía	
		Inferior	Superior
Volumen de ventas de Gas Natural (MMscfepd)	157	140	153
Ventas puntuales interrumpibles como % del total	24%	21%	28%
Precio promedio de venta de gas asumido (\$/Mcf)	\$6.99	\$7.33	\$7.65
Netback (\$/Mcf)	\$5.41	\$5.81	\$6.19
EBITDAX (US\$ millions)	\$298	\$264	\$312

EBITDAX Sensitivities

+/- \$1/Mcf en el precio promedio del gas interrumpible.:

Guía límite inferior: \$9 millones aprox
Guía límite superior: \$14 millones aprox

CAPEX US\$143-160 MM



2025 Focus:

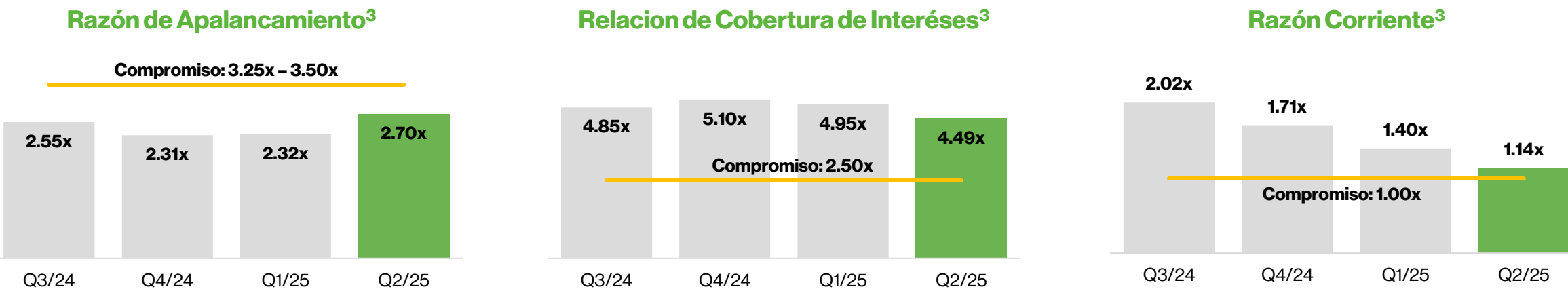
1. Gestión de Capital Disciplinada
2. Mantener y aumentar la generación de EBITDA y reservas
3. Reducir los niveles de deuda

Visión General del Desempeño Financiero

Perfil de Activos

Efectivo y Equivalentes \$ 37 MM Al 30 de junio, 2025 (Razón de deuda neta a EBITDA ~2.7x)	Activos de Exploración y Evaluación: \$184 MM ¹ Propiedad, Planta y Equipos: \$715 MM ¹ Activos por Impuestos Diferidos: \$211MM ¹	NPV-10 de Reservas (después de impuestos)² 1P: \$1,084 MM 2P: \$1,987 MM	Índice de Vida de Reservas 1P: 4.3 años 2P: 10.2 años
---	--	--	--

Perfil de Pasivos

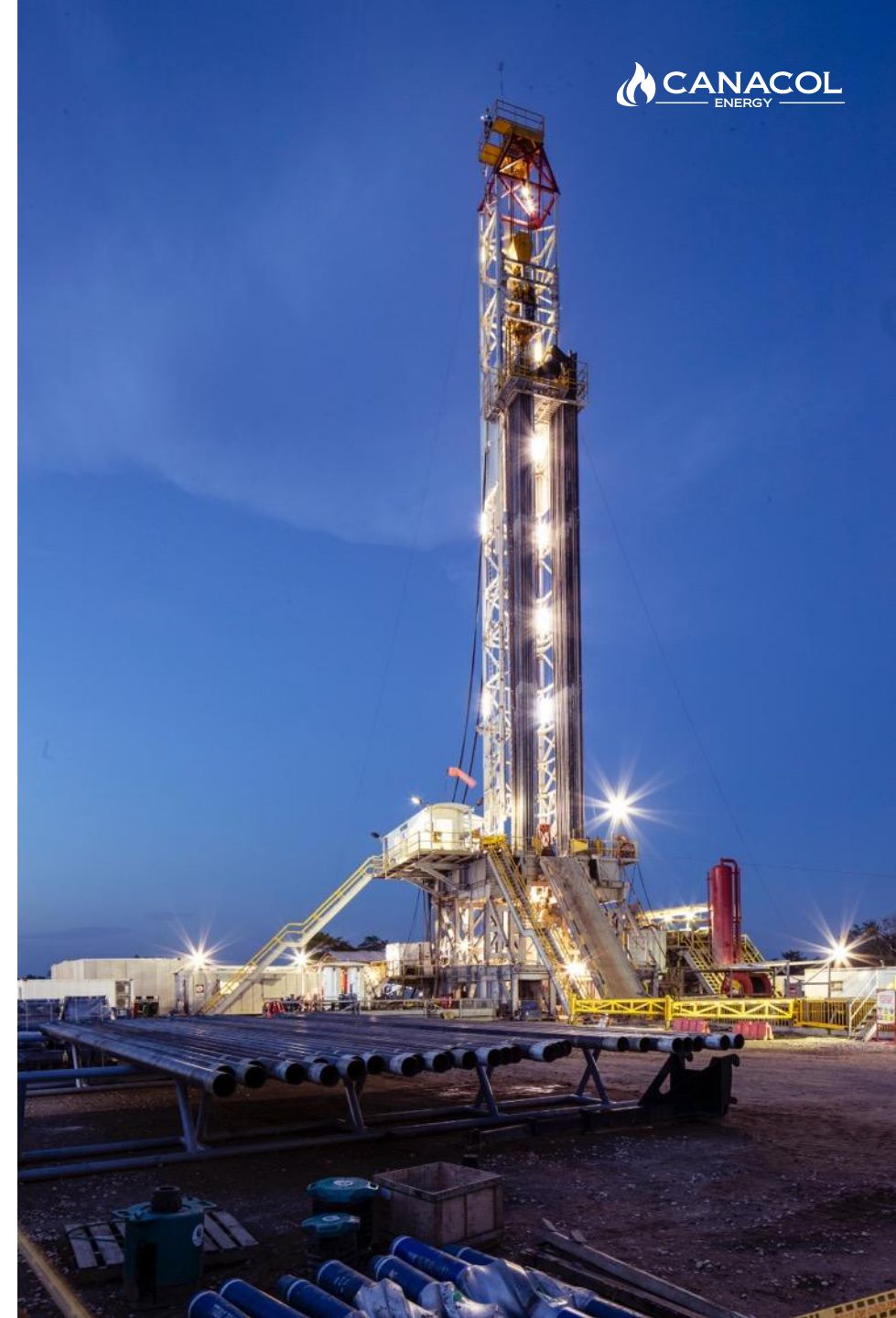


Notas Senior: \$495 M - Vencimiento: Nov 2028 - Tasa de Interés: 5.75% - Recompra \$5 millones en 1Q25	Línea de Crédito Revolvente: \$200 M \$75 millones iniciales retirados para liquidar préstamo puente anterior y deuda bancaria - Vencimiento: Febrero 2027 - Tasa de Interés: SOFR + 4.5%	Préstamo Senior Garantizado: \$50 M - Facilidad total \$75 MM / \$50 MM retirados - Vencimiento Original: Septiembre 2026, amortización en 12 meses - Nuevo Vencimiento: Febrero 2026 con amortización en 6 meses - Tasa de Interés: SOFR + 10.0%
---	--	--

Se ha colaborado con dos grupos de bancos para modificar la deuda no vinculada a bonos, alineando los reembolsos con los flujos de caja.

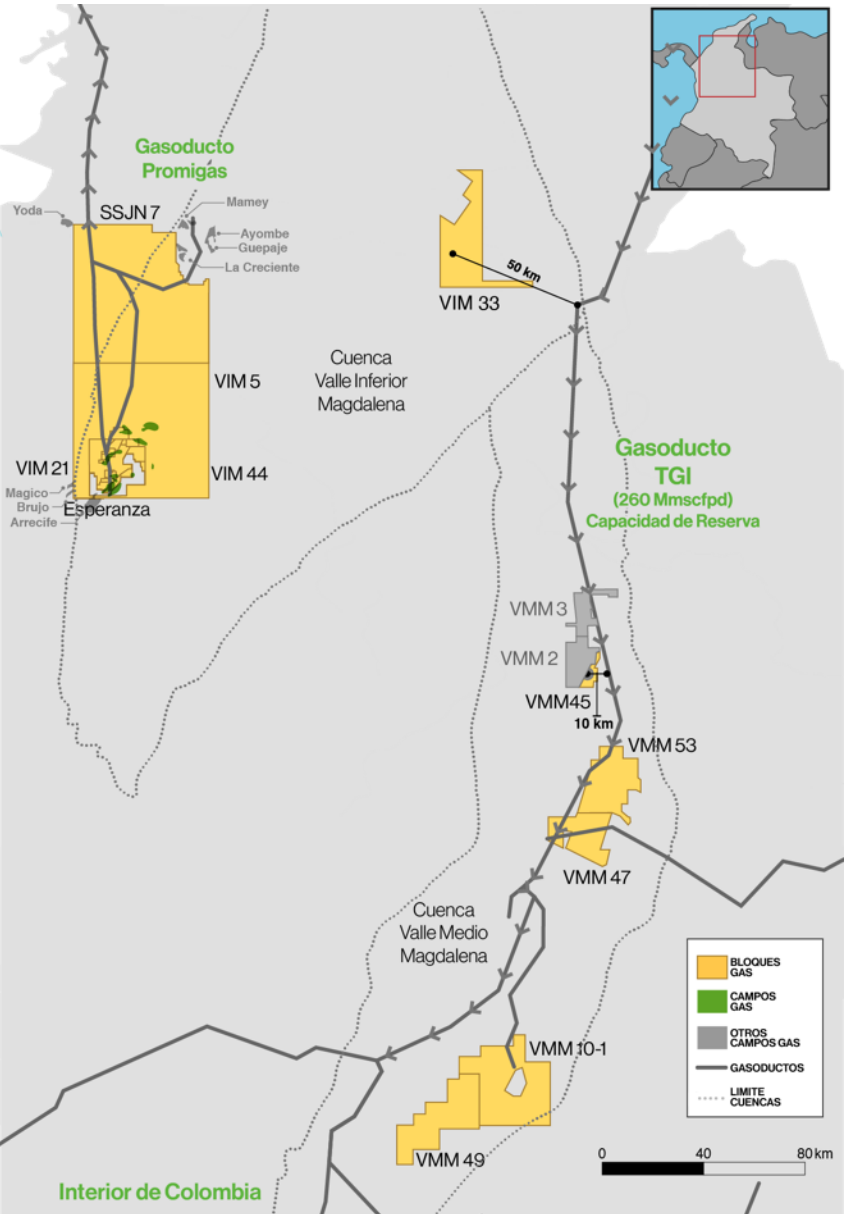
1. Datos al 30 de junio de 2025.
2. Informe de reservas independiente preparado por Boury Global Energy Consultants con vigencia al 31 de diciembre de 2024. RLI basado en la producción anualizada del cuarto trimestre de 2024 de gas natural convencional de 161 MMcfpd.
3. Los convenios financieros de la Corporación incluyen: a) una relación máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes de efectivo, a EBITDAX ajustado de 12 meses ("Relación de Apalancamiento Consolidado") de 3.25:1.00 (incurriencia) o 3.50:1.00 (mantenimiento) y b) una relación mínima de EBITDAX ajustado de 12 meses a gastos por intereses, excluyendo gastos no monetarios, ("Relación de Cobertura de Intereses Consolidada") de 2.50:1.00.

Nuestras Oportunidades de Exploración: Valle Magdalena Inferior y Medio, Colombia



Posicionados para Crecer

Base de recursos amplia



Continuar Utilizando Tecnología y Experticia de Clase Mundial para Reducir el Riesgo del Gran Potencial de Recursos

Terreno (Gas):

Bloques: 11
Acres Brutos / Netos: 1.8 / 1.5 MM

Recursos Prospectivos Promedio:

Sin Riesgo: 20.5 TCF
Con Riesgo 7.6 TCF

	Prospectos/ Oportunidades	Recursos Prospectivos Brutos (Bcf) ¹				
		Sin Riesgo				Con Riesgo
		Bajo P90	Mejor P50	Promedio	Alto P10	Promedio
Reservorios Clásticos Terciarios en LMV y MMV	160	2,533	3,098	3,221	4,012	986
Reservorios Cretácicos 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
De los cuales: Prospecto Pola-1	1	579	1,057	1,161	1,890	470

Solido Historial²

Pozos de exploración/evaluación	47/58 (81%)
Pozos de Desarrollo	32/34 (94%)
Pozos totales	79/92(86%)



Estrategia de cinta transportadora para perforar de manera continua 178 prospectos y oportunidades individuales, con el objetivo de convertir recursos en reservas con alta eficiencia de capital.



Reservorios clásticos terciarios probados y en producción en la Cuenca del Magdalena Inferior, y un emocionante nuevo potencial en los reservorios cretácicos de la Cuenca del Magdalena Medio.

1. Recursos prospectivos brutos de gas natural convencional, según el informe preparado por Boury Global Energy Consultants (BGE), con fecha de efectividad del 31 de diciembre de 2021.
2. El historial refleja el éxito en la perforación de gas durante el periodo de 2014 hasta la fecha.

Programa de Perforación 2025

11 Pozos de Exploración y 3 Pozos de Desarrollo



Exploración de Alto Impacto:

Valle Bajo del Magdalena:

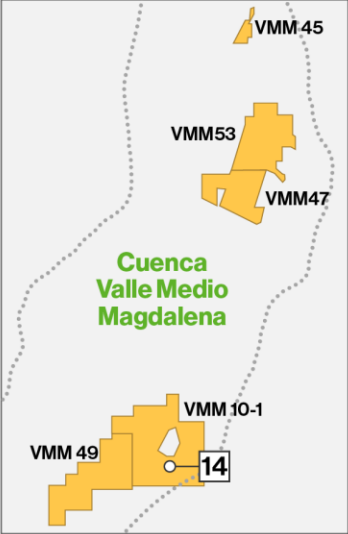
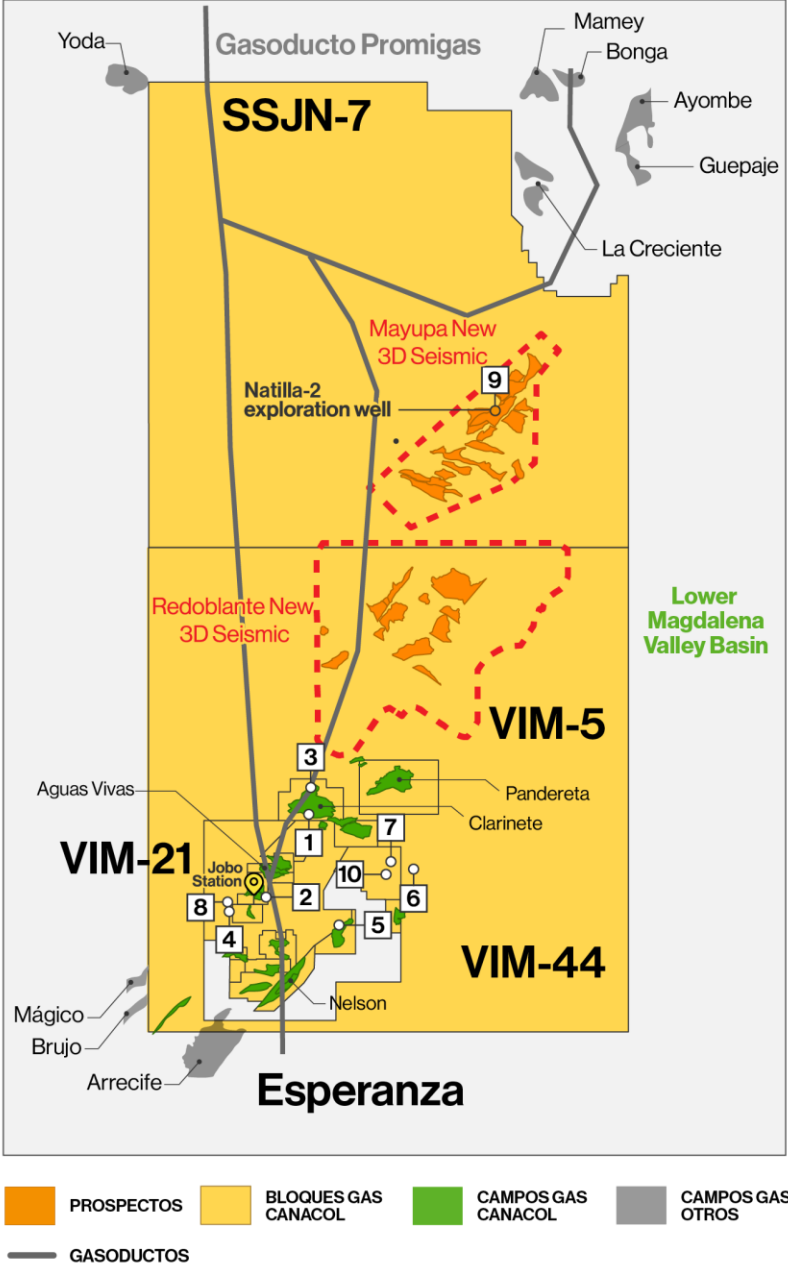
- **Natilla-2:** (evaluación del plan prospectivo)
 - Se encontraron indicios significativos de gas en el objetivo secundario Porquero.
 - El nuevo plan de perforación utilizará técnicas avanzadas para las arenas sobrepresurizadas y cargadas de gas de Porquero.
 - Se ha liberado la plataforma en Natilla-2 y se está preparando el plan para perforar Natilla-3.

Valle Medio del Magdalena:

- **Valiente-1:** (inicios del 4Q)
 - Gran estructura superficial, 5 km al sur y en ascenso desde el campo de gas Opón.
 - Objetivo: gas y condensado en la Formación La Paz.



Exploración Cercana al Campo en el VBM (comercialización rápida):



PROGRAMA PERFORACIÓN 2025

Pozos perforados

- 1 Clarinete-11 (exitoso)
- 2 Lulo-3 (exitoso)
- 3 Siku-2 (exitoso)
- 4 Fresa-3 (exitoso)
- 5 Chibigui-1 (seco)
- 6 Zamia-1 (exitoso)
- 7 Borbon-1 (exitoso)
- 8 Fresa-4 (exitoso)
- 9 Natilla-2 (evaluando plan a seguir)

Próximos pozos

- 10 Palomino (perforando)
- 11-13 Otros prospectos cercanos
- 14 Valiente-1

Visión General de la Cuenca del Valle del Magdalena Medio



Cuenca Probada de Hidrocarburos

- Larga historia de producción de petróleo y gas de múltiples reservorios
 - **Crudo:** 1.9 B de barriles descubiertos¹
 - **Gas:** 2.5 TCF descubiertos¹



Calidad del Reservorio

- Las rocas cretácicas albergan una combinación ideal de elementos del reservorio, incluidos carbonatos con productividad probada



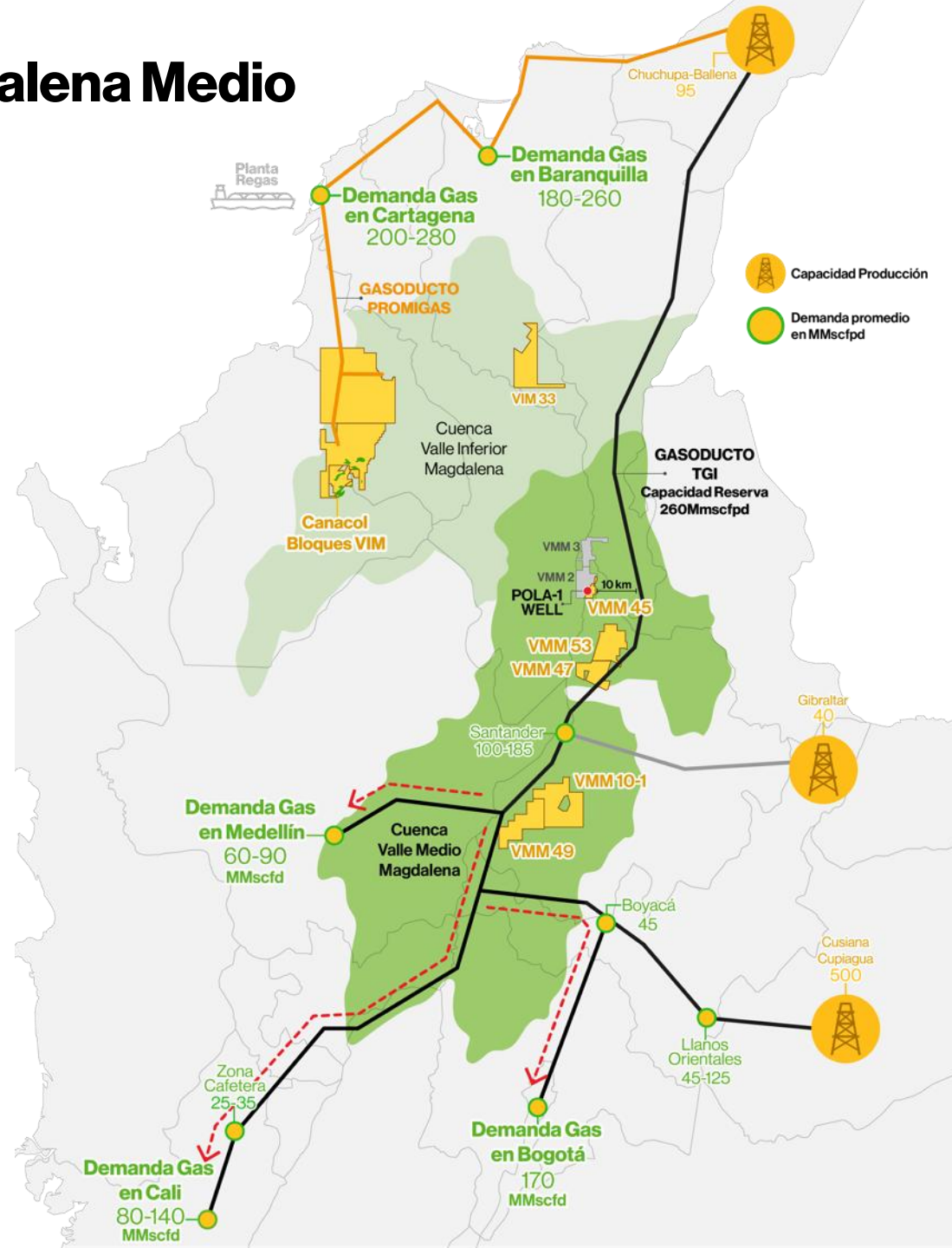
Oportunidades de Exploración

- Potencial significativo de hidrocarburos probados tanto en las rocas cretácicas profundas como en las rocas terciarias más superficiales



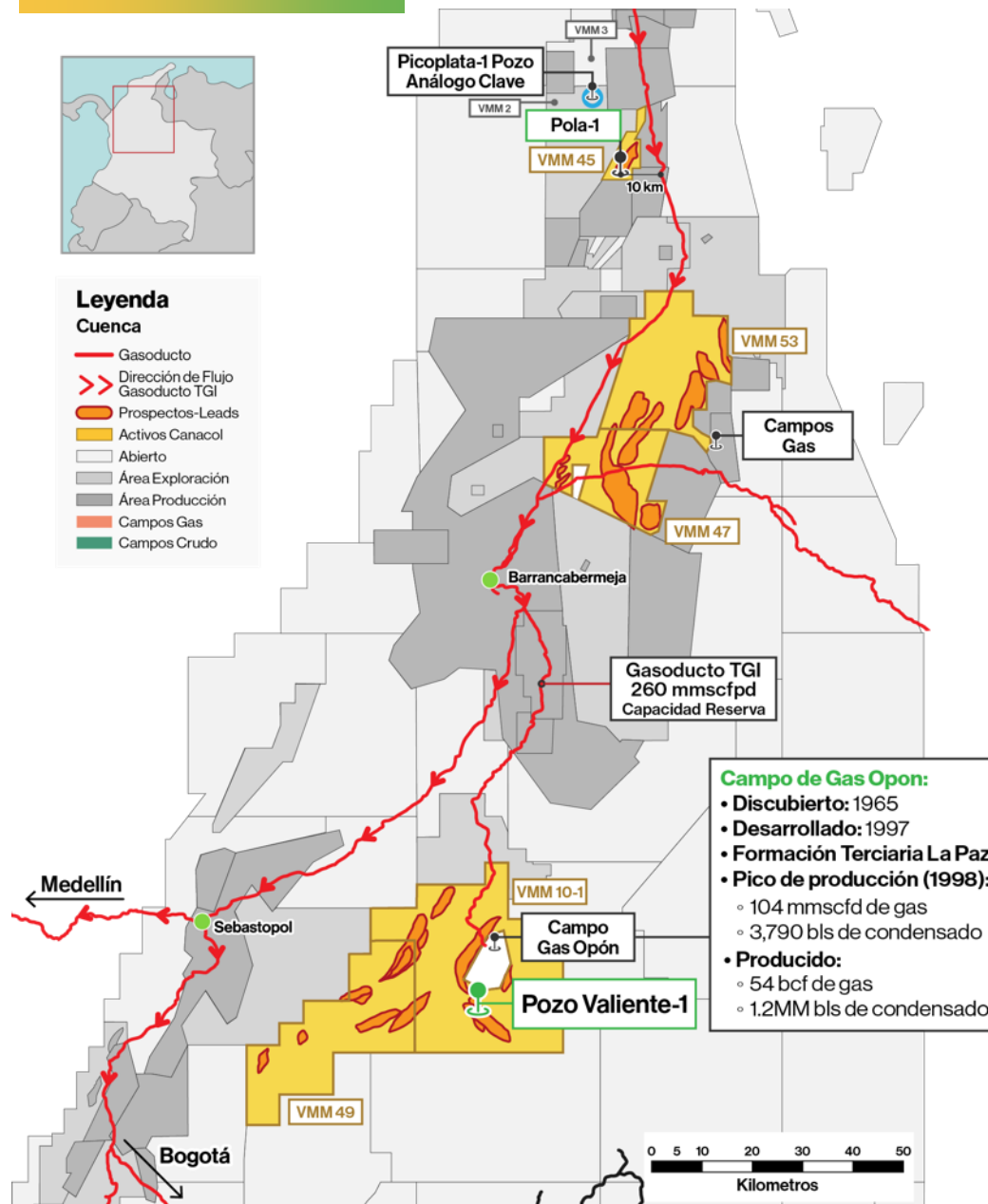
Acceso al Mercado

- Gasoducto existente TGI con capacidad libre de 260 mmscfd
- Acceso al mercado interior, hogar del 60% del consumo de gas (~600 MMscfpd)
- En un caso de éxito, rápida comercialización



1. Gestor del Mercado de Gas Natural. Average Supply from July 2023 to June 2024. Average Demand from July 2023 to June 2024, including maximum demand capacity from thermal power plants.

Oportunidades de Recursos en Nuestro Portafolio del Magdalena Medio



Explorando la Cuenca del Valle del Magdalena Medio

Terreno Prospectivo de Canacol

- En tres rondas sucesivas de licitación, CNE adquirió:
 - 5 bloques
 - 610,981 acres
 - 100% WI (Interés de Trabajo)
- Múltiples oportunidades a lo largo de la zona convencional de gas natural. 17.3 / 6.6 TCF de recursos prospectivos sin riesgo / con riesgo en 18 prospectos profundos identificados.
- Grandes objetivos de perforación: 50 a 500 BCF de recursos prospectivos brutos sin riesgo.
- Exploración tanto en juegos convencionales someros del Terciario como en juegos profundos del Cretácico.
- Cercanía al sistema principal de gasoductos TGI (260 mmcfpd de capacidad disponible): alto potencial de comercialización rápida.

Perforación exploratoria 2025

- Pozo exploratorio Valiente-1
 - Gran estructura somera, ubicada 5 km al sur y en elevación con respecto al Campo de Gas Opón.
 - Objetivo primario: Formación La Paz.
 - Inicio de perforación: principios del 4T.

Nuestra Entrada Estratégica a Bolivia



¿Por qué Bolivia? Un Movimiento Estratégico en un Mercado de Alto Potencial

Entorno Operativo Benigno

(A pesar de disputas políticas):

- Crecimiento económico estable¹:
 - Tasa de crecimiento del PIB en 10 años: 4.7%
 - Tasa de inflación en 10 años: 2.9%
 - Desempleo: 3.5%

Condiciones Contractuales Estables

- El gobierno boliviano está promoviendo inversiones para aumentar las reservas y la producción de gas
- Contratos negociados directamente con el gobierno
- Términos del contrato:
 - Fase de exploración: 3-5 años
 - Fase de comercialización: 30-40 años
 - Participación del gobierno: 60%
 - Contratos de reparto de ganancias (después de inversiones y costos)
 - Firmado por ley por el Congreso, solo puede cambiarse con otra ley

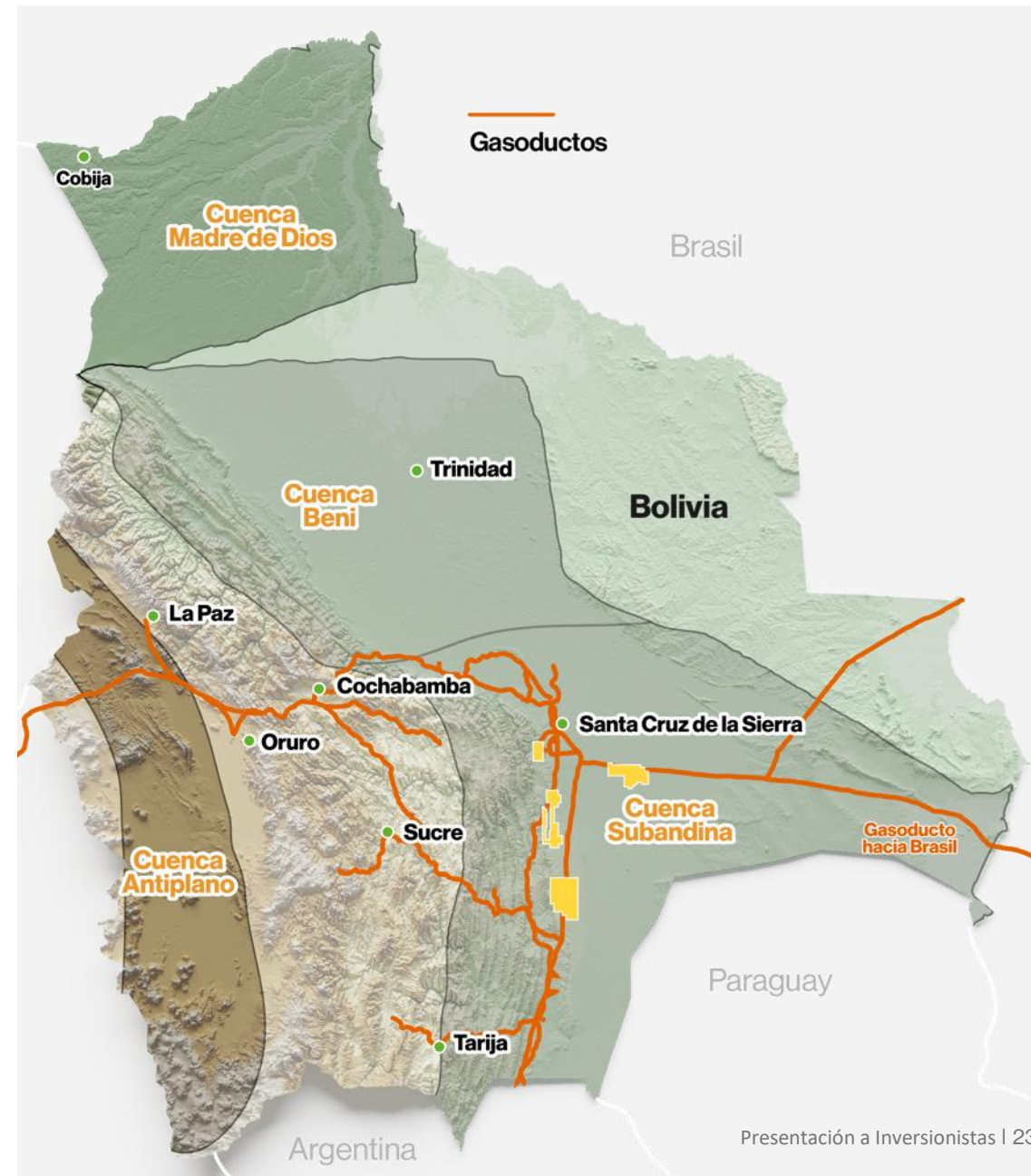
Recursos de Gas Significativos

- Poco explorados y desarrollados
- Reservas probadas estimadas 9TCF ⁽²⁾
- Recursos prospectivos ⁽³⁾
 - 34 TCF (Cuenca Subandina)
 - 12 TCF (Cuenca Madre de Dios)
- >100 prospectos medianos aún no perforados

1. Fuente: Datos del Banco Mundial 2022

2. Fuente: Sproule Consulting

3. Fuente: Beicip-Franlab Consulting



¿Por qué Bolivia? Segundo Mayor Exportador de Gas en Sudamérica



Oportunidades Atractivas de Exportación de Gas

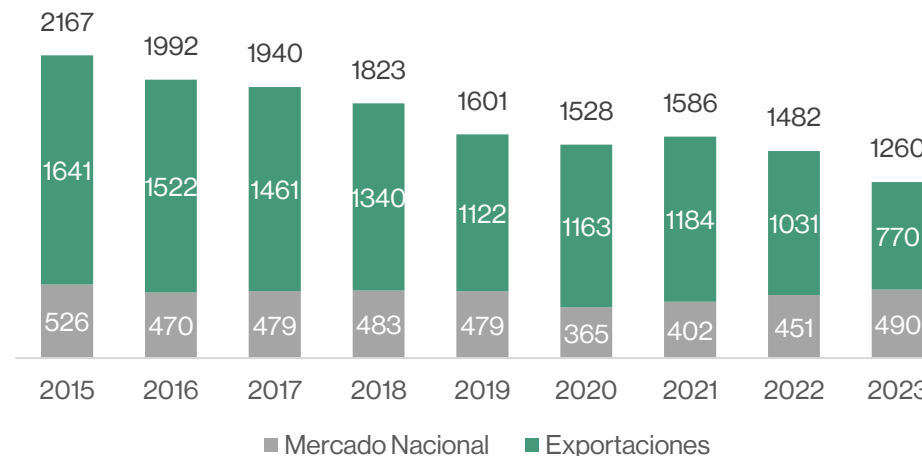
- Desde 2015, producción de gas en Bolivia ha estado disminuyendo de forma continua
- Demanda interna de gas: 400-500 mmscfd
- Descubrimiento de gas importante por YPFB en 2024 cerca de La Paz: hallazgo estratégico que podría garantizar el suministro a largo plazo de gas natural para el consumo nacional
- Toda la producción de gas restante se exporta, principalmente a Brasil
- Las exportaciones de gas representan ~33% de las exportaciones totales de Bolivia
- Los gasoductos de exportación existentes tienen ~35% de capacidad libre
- Precios robustos de exportación de gas: ~US\$10-15/mcf



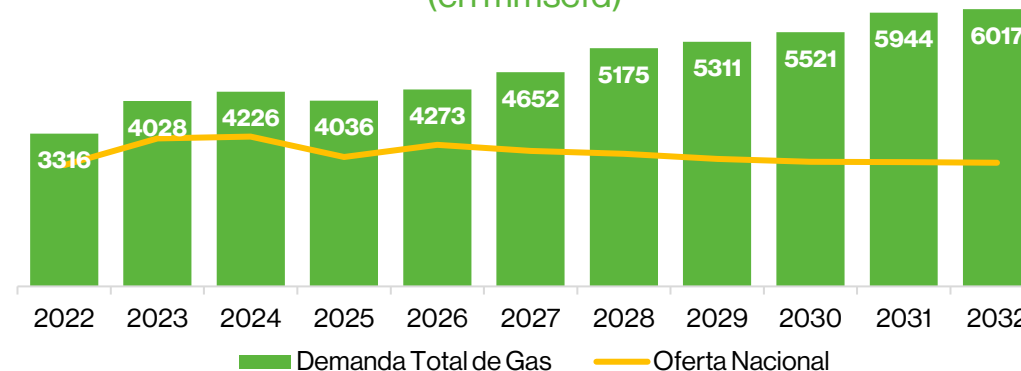
Mercado de Brazil

- Producción interna estancada
- Creciente demanda proyectada de gas: ~6.1%
- Demanda excedente suplida por exportaciones de gas desde Bolivia y LNG (gas natural licuado) a través de terminales de regasificación
- Gasoducto GASBOL: gasoducto de exportación de Bolivia a São Paulo y Porto Alegre en Brasil
 - Capacidad 1.1 bcfd de la cual ~35% no está utilizada

Producción de gas en Bolivia en declive (en mmscfd)¹



Demanda proyectada de gas en Brasil en aumento (en mmscfd)²



1. Fuente: Gela Consultants. Informe de 2023.
2. Fuente: Gela Consultants. Informe de 2022.

Cuenca Subandina: Potencial Significativo de Gas con Vías de Exportación Listas

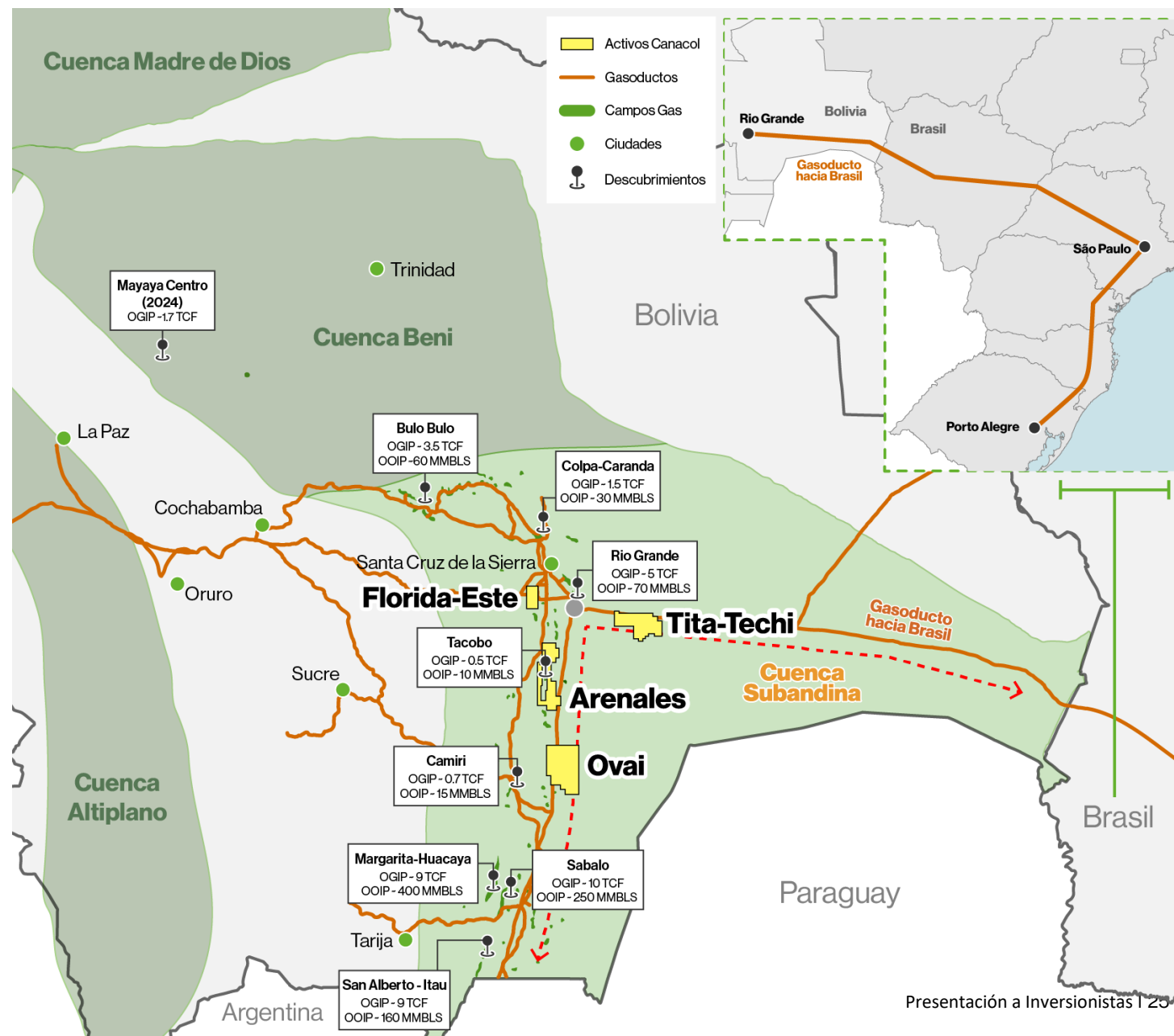
Subandina (Pie de Montaña y Llanura)

- 100% de la producción actual de gas en Bolivia
- Exportaciones de gas en 2023:¹~800 MMscfpd
- Principales actores: Repsol, PBR, Total, OXY, BP, Shell & YPFB
- 17 descubrimientos de 2010 a 2023, la mayoría <1 TCF
- Solo 9 pozos perforados en los últimos 5 años
- Inversiones de grandes empresas en Bolivia:²
 - Petrobras (US\$2.5B)
 - YPFB (7 pozos planificados para 2024)

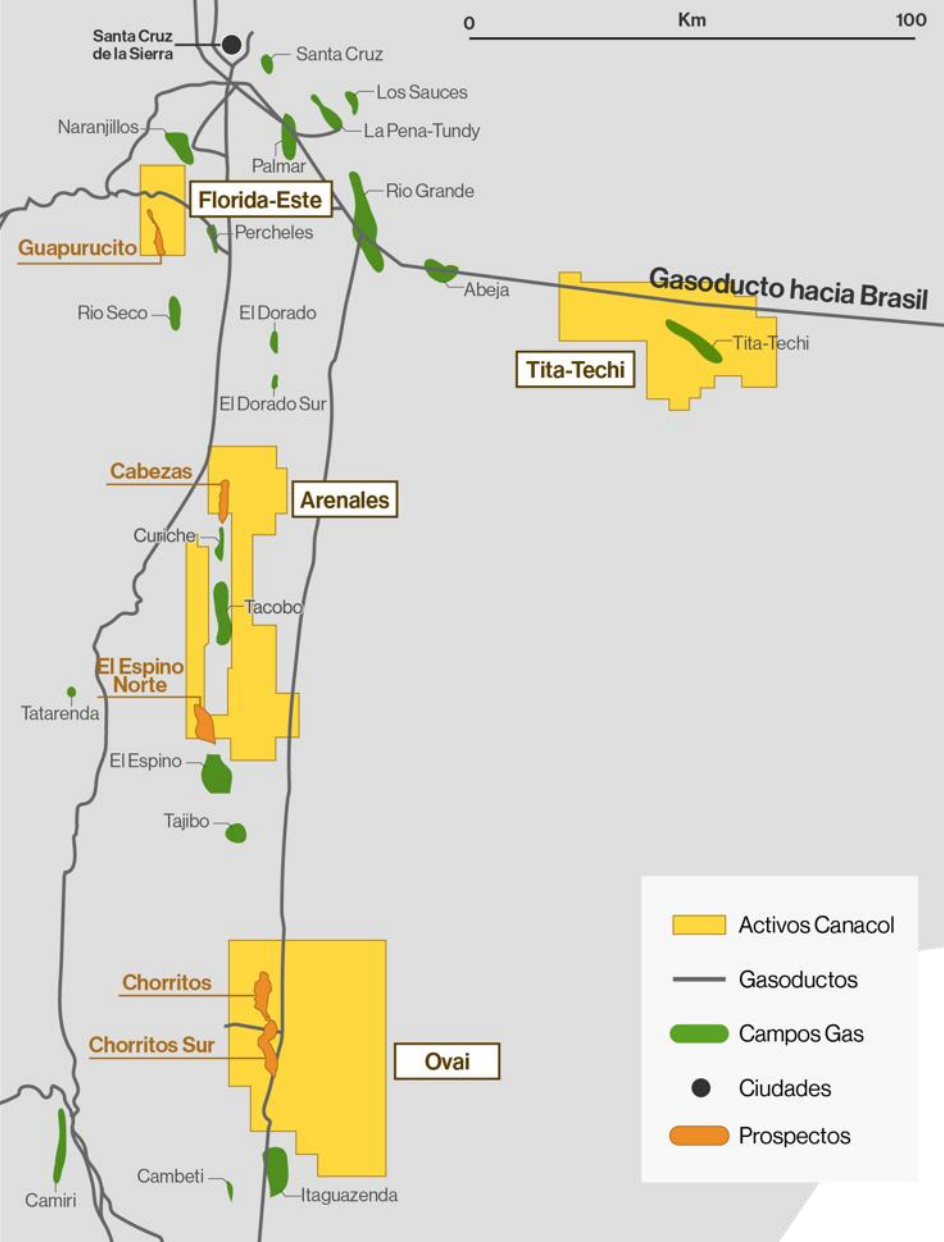
Entrada Estratégica de Canacol en Bolivia

- Cuenca prolífica en gas: desarrollos de campos maduros de gas con bajo riesgo y gran potencial de exploración
- Bloques rodeados de campos productores, instalaciones de procesamiento existentes, y atravesados por oleoductos y carreteras de exportación

1. Fuente: Informe de Gela Consultants. 2022
2. Inversiones planificadas anunciadas por estas empresas.



Cuenca Subandina: Gran Potencial de Crecimiento Asegurado



Oportunidad de Canacol en la Cuenca Subandina

- 4 contratos firmados de E&P con YPFB (Florida Este, Arenales, Ovai y Tita Techí)
- Ubicación estratégica a lo largo de las principales rutas de gasoductos con exportación a Brasil: comercialización rápida en caso de éxito
- Potencial de perforación multizona.
- Pozos típicos: 3300-8000 pies - \$3.5 - \$5.5 millones/pozo

Economía Robusta

- Precios de exportación de gas elevados (~US\$10-15/mcf)
- Toma gubernamental ~60% (regalías + impuestos sobre la renta)
- Participación en las ganancias (después de inversiones y costos): 90% CNE / 10% YPFB
- Compromiso de capital moderado: \$27 millones (4 bloques - 5 años)

Plan de Negocios

2025	4 contratos firmados (pendientes de ratificación y formalización por parte del Congreso)	
2026	Pruebas de pozos en la reactivación de campos	+ Producción inicial de la reactivación de campos + generación de flujo de caja
2027-2030	Actividad exploratoria en Florida Este, Arenales y Ovai Principalmente financiado con flujo de caja libre de la reactivación de campos	
2027-2030		Objetivo: producción de gas de 120-230 mmscfd. ⁽¹⁾

1. Producción total estimada, riesgada y no riesgada

En Resumen

Éxito Comprobado en Colombia:

De descubrir gas a ser el principal productor independiente de gas

- ▶ Mayor productor independiente de gas natural en Colombia (~16% de cuota de mercado)
- ▶ Sobresaliente historial operativo de éxito:
 - Tasa de éxito en exploración: 81%
 - Éxito en desarrollo: 94%
 - Descubrimiento: 985 Bcf de gas
 - Crecimiento en producción: ~ 10x
 - Crecimiento en reservas 2P: ~ 7x.
- ▶ Contratos con ventaja competitiva para satisfacer la creciente demanda de gas de Colombia (80% - 90% precio fijo, take-or-pay, en USD)
- ▶ Alta eficiencia y fuerte rentabilidad (márgenes operativos anuales > 75%)
- ▶ Potencial significativo de exploración con acceso a infraestructura de transporte existente (20.5 TCF de recursos prospectivos no riesgosos)
- ▶ Líder en baja intensidad de emisiones de GEI en la industria de petróleo y gas (75% menor que los pares en petróleo y 45% menor que los pares en gas)

Entrada Estratégica en Bolivia

Aprovechando las oportunidades tempranas para obtener una ventaja competitiva

Nuestros Líderes:

Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo

Fundador en 2008. Con 29 años de experiencia global, ha ocupado roles senior en empresas como Imperial Oil, Occidental Petroleum y Alberta Energy en varios continentes. PhD en Geología.

Jason Bednar, Director Financiero

Con más de 25 años en gestión financiera y regulatoria, tiene amplia experiencia en compañías cotizadas en TSX y fue el CFO fundador de Pan Orient Energy. Licenciado en Comercio

Ravi Sharma, Director de Operaciones

Con más de 30 años de experiencia global, ha ocupado roles senior en empresas como BHP Billiton Petroleum y Occidental Petroleum, gestionando operaciones en varios continentes. B.Sc. y M.Sc. en Ingeniería Mecánica

Nuestra Estrategia y Desempeño en ESG



Desempeño ESG - Calificaciones

Reconocemos que el monitoreo y la evaluación continuos son clave para mejorar el desempeño ESG

MSCI ESG RATINGS

2023 score: A

2022 Score: A

Escala de Calificación: CCC to AAA

100% de las operaciones proviene de líneas de negocio con menor intensidad de carbono en comparación con los pares

Sustainalytics

2023 score: 23,7

2022 Score: 26,8

Escala de Calificación : 0 (low risk) - 100 (severe risk)

En el 3^{er} percentil superior Productores de O&G a nivel mundial

S&P Global Ratings

2024 score: 75

2023 Score: 69

Escala de Calificación : 0 (low) - 100 (High)

En el 3^{er} percentil superior Productores de O&G a nivel mundial

CDP Agua

2023 score: B

Escala de Calificación : F- / A

Participamos por primera vez en el cuestionario con **resultados satisfactorios**

CDP

2023 score: B

2023 Score: B

Escala de Calificación : F- / A

Mejores resultados que la media del sector en cuestiones clave

ISS ESG

2023 score: B-

2022 Score: C+

Escala de Calificación: D- / A+

Mejor desempeño que el promedio de la industria en temas clave. Umbral Prime

ISS GOVERNANCE

2023 score: 2

2022 Score: 8

Escala de Calificación : 0 (low risk) - 10 (severe risk)

Mejor desempeño que el promedio de la industria en temas clave

Premios y Certificaciones ESG 2024



equipares

Obtuvimos el Sello Oro de Equipares



Top 10% CSA score

Evaluación de Sostenibilidad Corporativa de S&P Global



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



Miembro de IPIECA



Reconocimiento a la estrategia de Diversidad, Equidad e Inclusión de la compañía

Nuestro Progreso hacia la Excelencia en ESG



Canacol está comprometido a explorar y producir el gas natural necesario para mejorar la calidad de vida de millones de colombianos de manera segura, eficiente y rentable.

Futuro Energético Más Limpio



Agua

- No realizamos operaciones en áreas con **estrés hídrico**
- 16% del agua utilizada es reciclada** en nuestras operaciones
- 100% del agua industrial es reciclada y reutilizada**



Biodiversidad

- No realizamos operaciones en áreas UICN I-IV** o en patrimonios mundiales de la UNESCO
- Restauramos más de 18 hectáreas en 2023**
- Acuerdo con la **Sociedad para la Conservación de la Vida Silvestre ("WCS")**



Residuo

- Certificación de Cero Residuos para 2024**
- 60% de residuos peligrosos **son reutilizados o reciclados**
- Ningún derrame de petróleo**

Empoderando Nuestra Gente



Certificación del Sello de Plata Equipares

% de mujeres en la fuerza laboral total
10% por encima del promedio de la industria de O&G en Colombia

37%

30% Mujeres en % de posiciones de alta dirección



57 proyectos sociales que benefician a más de **17,916** miembros de la comunidad en **39 municipios**



Compromiso con partes interesadas, comunidad y empleados



82.7% de la mano de obra calificada y **100%** de la no calificada fue **contratada localmente**



Compramos el 98% de bienes y servicios a nivel local, regional y nacional



3.3 millones de horas trabajadas **sin accidentes fatales**



Proceso de Evaluación ESG de Proveedores y Código de Conducta

Un Negocio Transparente y Ético

87% **Directores independientes**

5

Comités de la Junta – Incluye el Comité ESG



Comités de Auditoría, Gobernanza y Nominación totalmente independientes



Primera representación femenina en la Junta Directiva



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



Códigos y políticas sólidos



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



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



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

Advertencias



Esta presentación se proporciona solo con fines informativos a partir de septiembre de 2024, no está completa y puede no contener cierta información material 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 de inversión particulares o las circunstancias financieras de ninguna persona específica que la reciba y no constituye una oferta de venta ni una solicitud de oferta de compra de valores en Canadá, Estados Unidos o cualquier otra jurisdicción. El contenido de esta presentación no ha sido aprobado ni desaprobado por ninguna comisión de valores ni autoridad reguladora en Canadá, Estados Unidos o cualquier otra jurisdicción, y Canacol rechaza expresamente cualquier deber de Canacol de hacer divulgaciones o presentar documentos ante cualquier comisión de valores o autoridad reguladora, más allá de lo que exijan las leyes aplicables.

Cierta información contenida en esta presentación ha sido preparada por fuentes de terceros, la cual no ha sido auditada o verificada independientemente por Canacol. No se hace ninguna declaración o garantía, expresa o implícita, por parte de Canacol sobre la exactitud o integridad de la información contenida en este documento, y nada en esta presentación debe ser considerado como una promesa o declaración por parte de Canacol.

Todos los montos en dólares están expresados en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario.

Declaraciones Prospectivas

Esta presentación puede incluir ciertas declaraciones prospectivas. Todas las declaraciones que no sean hechos históricos, incluidas, entre otras, las declaraciones sobre los planes y objetivos futuros de Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación"), son declaraciones prospectivas que implican varios riesgos, suposiciones, estimaciones e incertidumbres. Estas declaraciones reflejan las proyecciones internas actuales, expectativas o creencias de Canacol y se basan en la información actualmente disponible para la Corporación. No se puede asegurar que dichas declaraciones resulten precisas, y los resultados reales y eventos futuros podrían diferir materialmente de lo anticipado en dichas declaraciones. Todas las declaraciones prospectivas contenidas en esta presentación están sujetas a estas declaraciones de advertencia y a los factores de riesgo descritos anteriormente. Además, todas esas declaraciones se hacen 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 diversas medidas para evaluar su desempeño que no tienen un significado estandarizado prescrito bajo las Normas Internacionales de Información Financiera ("IFRS").

Fondos ajustados provenientes de operaciones: representan el flujo de efectivo (utilizado) proporcionado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento, pago de un pasivo por liquidación de litigios y cambios en el capital de trabajo no monetario.

EBITDAX: calculado sobre una base de 12 meses y se define como ingresos netos (pérdidas) ajustados por intereses, impuestos sobre ingresos, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros cargos no recurrentes o no monetarios similares.

Canacol considera estas medidas clave para demostrar su capacidad de generar el flujo de efectivo necesario para financiar el crecimiento futuro a través de la inversión de capital, pagar dividendos y amortizar su deuda. Estas medidas no deben considerarse como alternativas o más significativas que el efectivo proporcionado por actividades operativas o los ingresos netos (pérdidas) determinados de acuerdo con IFRS como un indicador del desempeño de la Corporación. La determinación de estas medidas por parte de la Corporación puede no ser comparable con las reportadas por otras compañías.

- WEI capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluyendo la porción corriente 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 principal de sus obligaciones a largo plazo menos el capital de trabajo.
- El netback operativo es un punto de referencia común en la industria del petróleo y gas y se calcula como ingresos, neto de gastos de transporte, menos regalías y gastos operativos, calculado sobre una base por unidad de volúmenes de ventas. El netback operativo es una medida importante para evaluar el desempeño 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 un significado estandarizado bajo IFRS 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 obtener las reconciliaciones de fondos ajustados provenientes de operaciones, EBITDAX ajustado y deuda neta.

Información sobre Petróleo y Gas

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

Los boe y MCFe pueden ser engañosos, particularmente si se utilizan de forma aislada. La relación de conversión de pies cúbicos de gas natural a barriles equivalentes de petróleo y de barriles de petróleo a pies cúbicos equivalentes se basa en un método de conversión de equivalencia energética aplicable principalmente en el punto de quema y no representa una equivalencia de valor en el pozo. En esta presentación, de acuerdo con nuestras divulgaciones en el MD&A, hemos expresado los boe utilizando 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 volúmenes de interés operativo antes de la deducción de regalías.

Información sobre Reservas y Recursos

Las estimaciones de las reservas de Canacol al 31 de diciembre de 2023 presentadas en esta presentación han sido preparadas por Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGEC") con vigencia al 31 de diciembre de 2023 (el "informe BGEC 2023"). El informe BGEC 2023 cubre el 100% de las reservas convencionales de gas natural y petróleo ligero/medio de la Corporación. El informe BGEC 2023 se preparó de acuerdo con las definiciones, estándares y procedimientos contenidos en el Manual Canadiense de Evaluación de Petróleo y Gas ("COGE Handbook") y el Instrumento Nacional NI 51-101, Normas de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas ("NI 51-101"). La información adicional sobre reservas requerida bajo NI 51-101 está incluida en el Formulario de Información Anual de la Corporación, que está archivado en SEDAR.

- Las "reservas probadas" o "1P" son aquellas reservas que se pueden estimar con un alto grado de certeza que serán recuperables. Es probable que las cantidades reales recuperadas superen las reservas probadas estimadas.
- Las reservas "probables" son aquellas reservas adicionales que son menos ciertas de ser recuperadas que las reservas probadas. Es igualmente probable que las cantidades reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las reservas probadas más las probables.
- Las "reservas posibles" son aquellas reservas adicionales que son menos ciertas de ser recuperadas que las reservas probables. Existe un 10% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o superiores a la suma de las reservas probadas más probables más 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 de mercado justo 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.
- Todas las reservas de gas natural de Canacol aquí divulgadas están ubicadas en Colombia. Las estimaciones de recuperación y reservas proporcionadas en este documento son solo estimaciones, y no hay garantía de que se recuperen las reservas estimadas. Las reservas reales pueden eventualmente ser mayores o menores que las estimaciones aquí proporcionadas.
- Las evaluaciones y revisiones de los ingresos netos futuros contenidas en el informe BGEC 2023 se presentan 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 les han asignado reservas.
- Cierta otra información contenida en esta presentación ha sido preparada por fuentes de terceros, la cual no ha sido auditada o verificada de manera independiente por Canacol. No se hace ninguna declaración o garantía, expresa o implícita, por parte de Canacol sobre la exactitud o integridad de la información contenida en este documento, y nada en esta presentación debe ser considerado 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, pruebas de flujo inicial, flujo abierto absoluto ("AOF") y tasas "máximas" son útiles para confirmar la presencia de hidrocarburos, pero tales tasas no son determinantes de las tasas a las que dichos pozos comenzarán a producir y su posterior declive, ni son indicativas del rendimiento a largo plazo o de la recuperación final. Aunque alentadoras, los inversionistas deben tener precaución al no basarse en dichas tasas para calcular la producción agregada. Todos estos datos deben considerarse preliminares hasta que se haya realizado el análisis o interpretación correspondiente.
- La evaluación de recursos, con vigencia al 31 de diciembre de 2021, fue realizada por el evaluador de reservas independiente de la Corporación, BGEC, de acuerdo con el Instrumento Nacional 51-101 - Normas de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas. La Corporación publicó los resultados de la evaluación de recursos el 6 de abril de 2022.

Información sobre Reservas

Las estimaciones del valor presente neto de los ingresos netos futuros de las reservas no representan el valor de mercado justo 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.

- Una descripción completa del cálculo de los costos de Adquisición, Desarrollo y Encuentro (FD&A), las tasas de reciclaje y el índice de vida de las reservas se proporciona en nuestro comunicado de prensa del 21 de marzo de 2024. Una conciliación de los costos de FD&A también se muestra en las diapositivas siguientes.
- Las estimaciones de NPV10 después de impuestos están de acuerdo con las divulgaciones anuales según el Instrumento Nacional 51-101 en nuestros Formularios de Información Anual.



Relaciones con el Inversionista

Global

Carolina Orozco

VP Relación con el Inversionista & Comunicaciones

+1.403.561.1648

ir-global@canacolenergy.com

Latinoamerica

Mauricio Hernández

Gerente Relación con el Inversionista

+57.1.621.1747

ir-sa@canacolenergy.com

