

3Q 2024 Conferencia de Resultados Presentación

Noviembre 2024

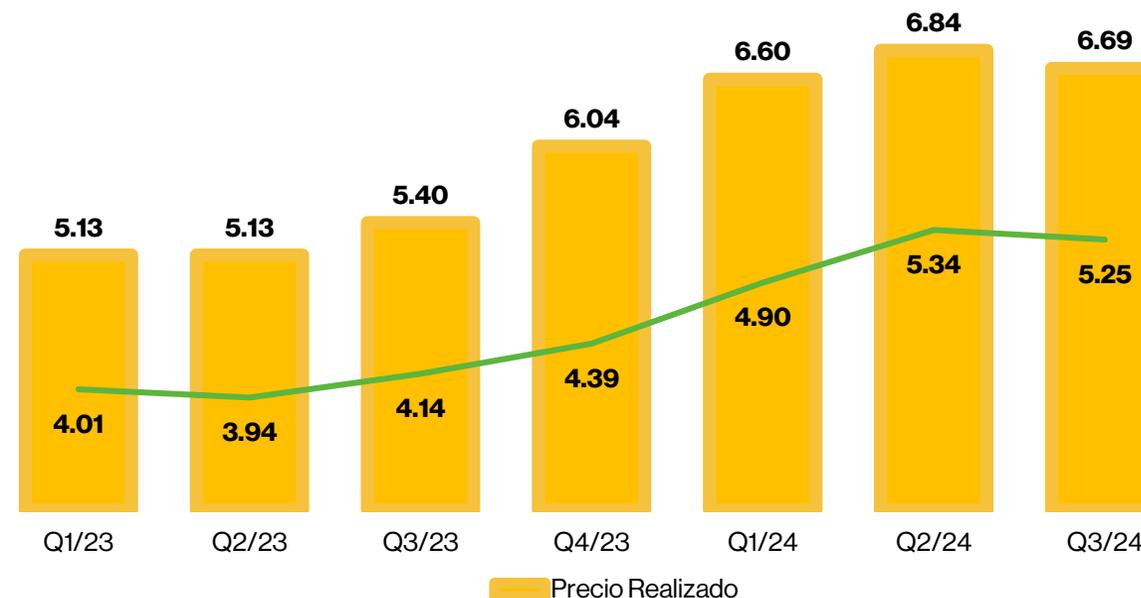


3Q 2024 Aspectos Financieros Destacados

Solidos resultados en el 3T comparado con el 3T de 2023:

- **Record Ebitdax** **\$86MM** ↑ **38%**
- **Precios Solidos de Gas** **\$6.69** ↑ **24%**
- **Solidos Netbacks** **\$5.25** ↑ **27%**

Precios del Gas Natural y Márgenes (US\$/MCF)^{1,2}



Márgenes Operativos Consistentemente Fuertes del 78%

1. El precio realizado mostrado es neto de los costos de transporte.
2. Los márgenes netos (netbacks) son medidas no IFRS, calculadas de la siguiente manera solo para las operaciones de gas a efectos de esta diapositiva. El margen neto operativo se calcula como los ingresos, netos de los gastos de transporte, menos las regalías y menos los gastos operativos, calculado sobre una base por unidad de volúmenes de ventas.



Q3 Ventas Realizadas

- **Ventas realizadas de Gas y Petróleo:** 169 mmscfepd
- **Ventas de Gas Natural:** 160 mmscfpd
- **Dentro del rango guía para 2024** 160 - 177 mmscfpd

Actividades Operativas y de Perforación

- **Q3 Perforación:**

Chontaduro-3 Pozo de evaluación:

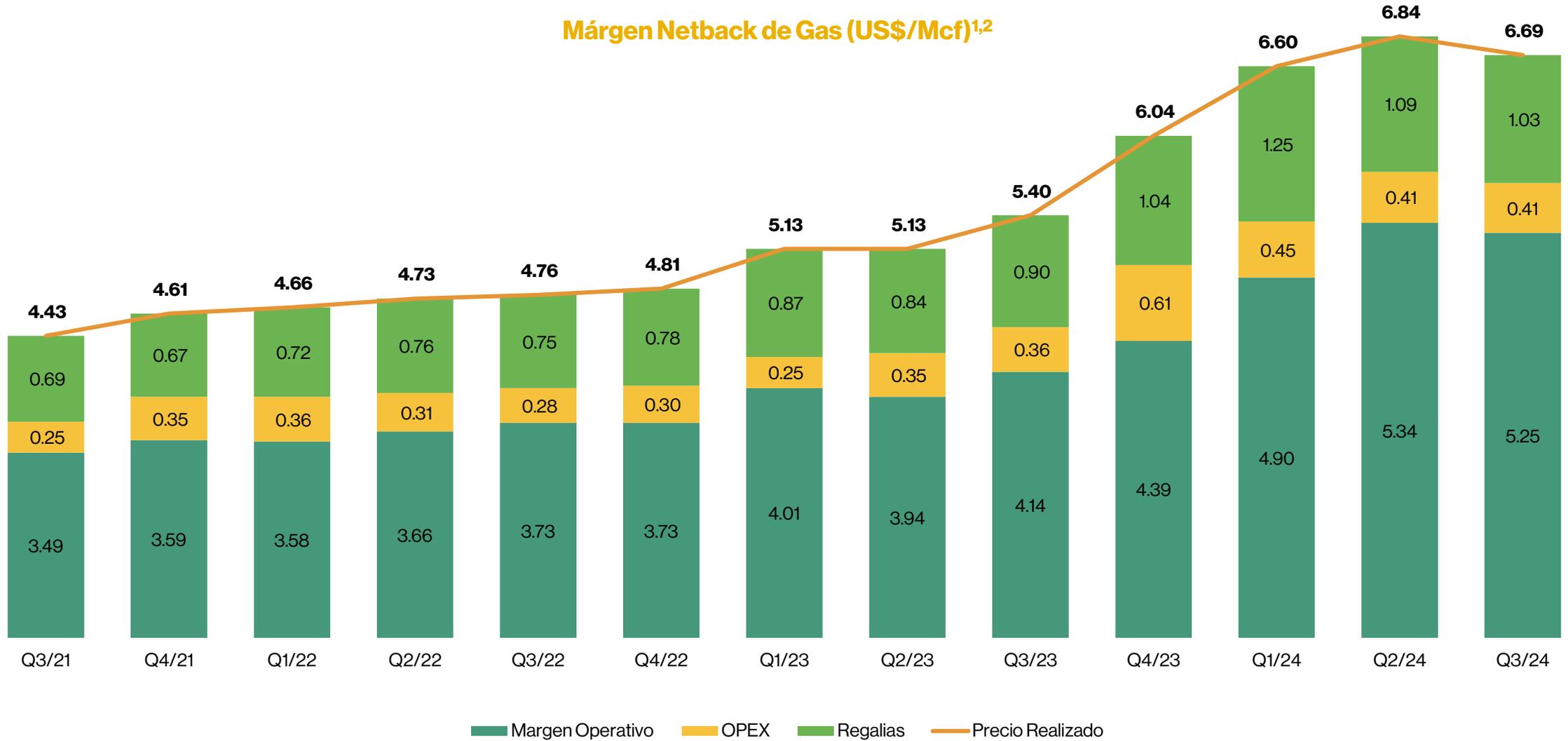
Bajo riesgo, Estrategia de perforación cercana
Conectado exitosamente a la planta de Jobo

Cardamomo-1 Pozo Exploratorio:

- Se encontraron 203 pies de presencia neta de reservorio
- Reducción del riesgo de reservorio para prospectos futuros

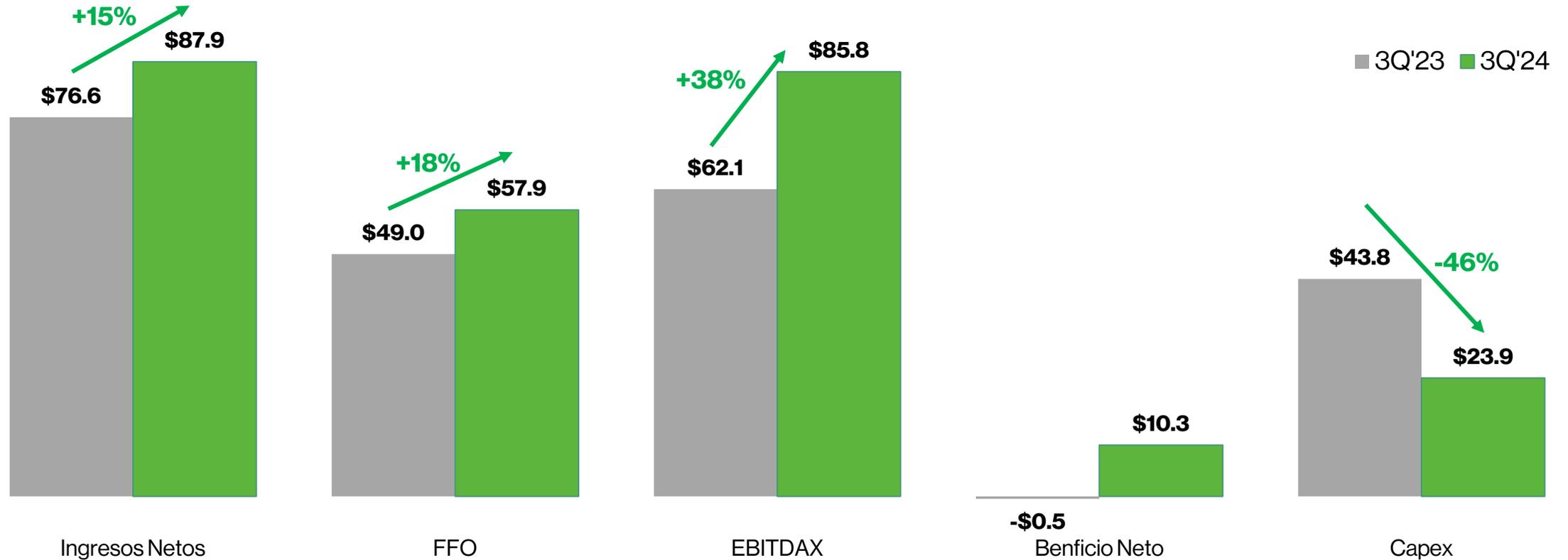
Precios altos + Costos bajos = Márgenes netos altos

Márgen Netback de Gas (US\$/Mcf)^{1,2}



1. Realized Price shown is net of transportation costs.
 2. Netbacks are non-IFRS measures, calculated as follows for gas operations only for the purposes of this slide. Operating Netback is calculated as revenue, net of transportation expense, less royalties, less operating expenses, calculated on a per unit basis of sales volumes.

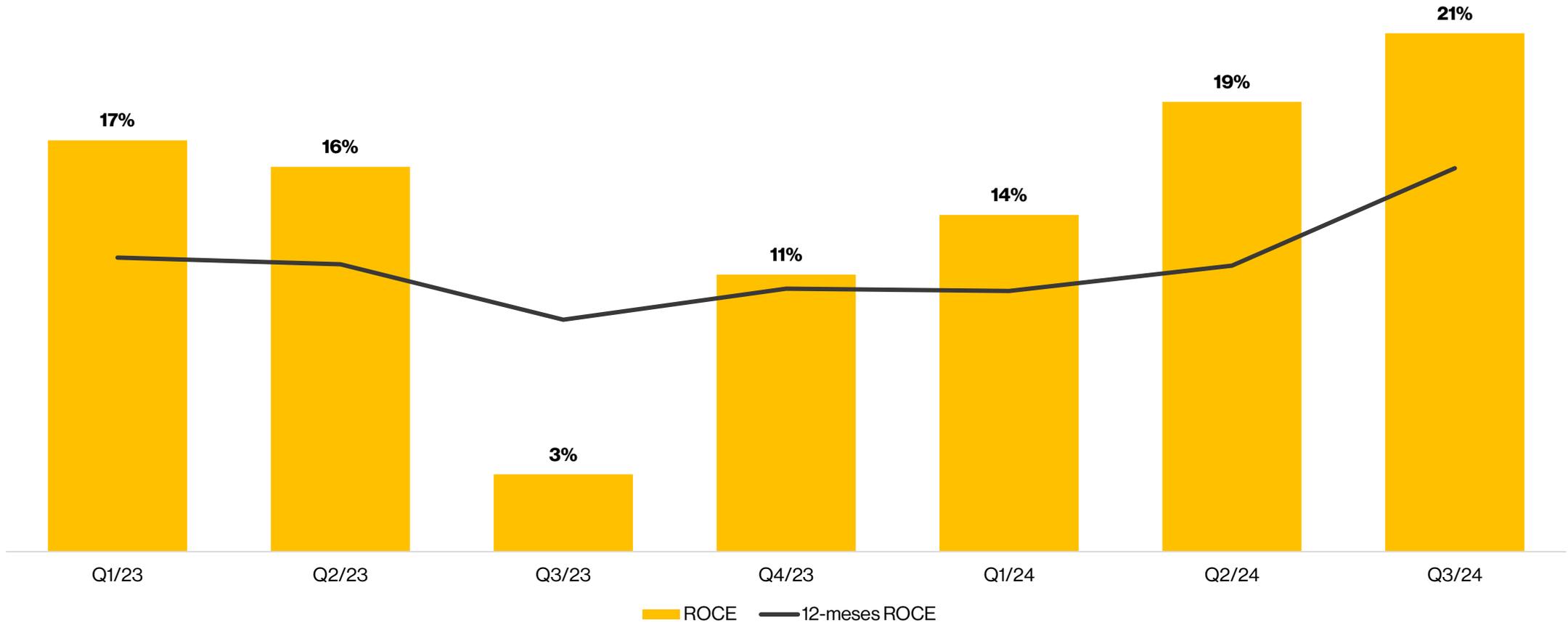
Crecimiento de los Ingresos y EBITDAX



Nuestros resultados financieros continúan fortaleciéndose gracias a **nuestro compromiso constante con la eficiencia operativa**, orientada a reducir costos y gastos de capital, **mientras mantenemos un sólido desempeño operativo y financiero.**

1. Los ingresos netos se definen como los ingresos por gas natural, GNL (gas natural licuado) y petróleo crudo, netos de regalías y gastos de transporte, más ingresos Take-or-Pay, incluyendo ingresos por disponibilidad, excluyendo los ingresos por comercialización de gas natural.
2. Consulte los avisos sobre medidas no IFRS.

Rentabilidad y Eficiencia en la Utilización del Capital



El ROCE ha mostrado una tendencia ascendente significativa, reflejando **nuestras inversiones estratégicas** y eficiencias operativas

Sólida Posición de Liquidez

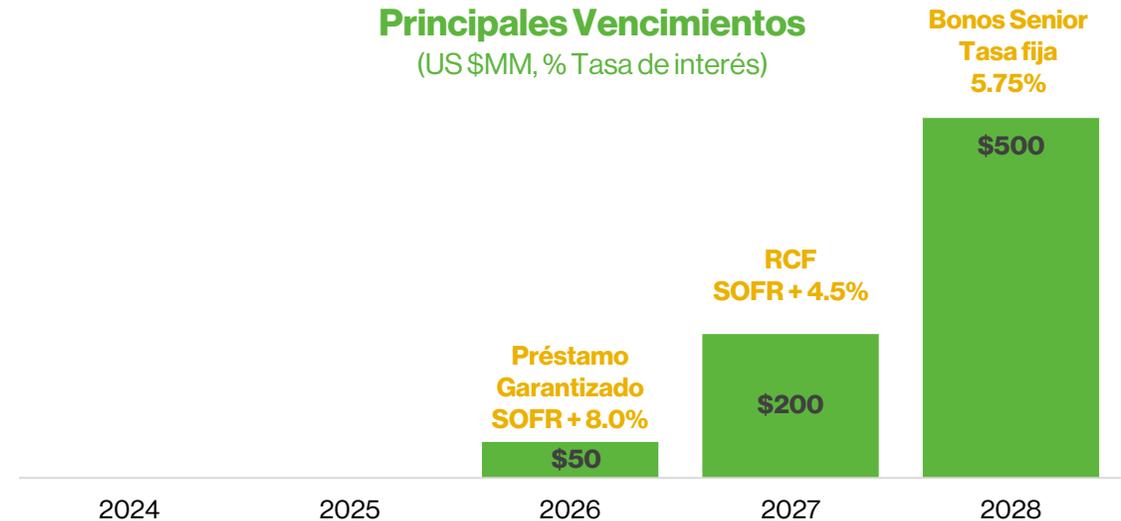
- **\$67 MM en efectivo y equivalentes**
El más alto desde Q1 2023
- **Superávit de Capital de trabajo de \$62 MM**
El mayor desde Q3 2022

Línea de Crédito con Macquarie

- Línea total \$75 MM / 50 MM utilizados
- Vencimiento: Sep 2026
Periodo de Gracia de 12 meses para los pagos del principal
- Tasa de interés: SOFR + 8.0% sobre los montos utilizados

Principales Vencimientos

(US \$MM, % Tasa de interés)



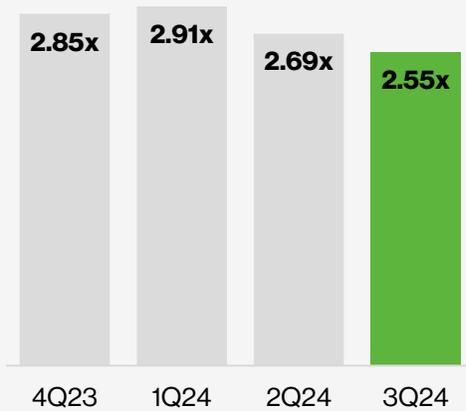
Flexibilidad financiera para oportunidades estratégicas y crecimiento

1. Datos al 30 de septiembre de 2024.

2. Los convenios financieros de la Corporación incluyen: a) una relación máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes de efectivo, con respecto al EBITDAX ajustado de 12 meses (relación de apalancamiento consolidado) de 3.25 : 1.00 (incurrencia) o 3.50 : 1.00 (mantenimiento), y b) una relación mínima del EBITDAX ajustado de 12 meses respecto a los gastos por intereses, excluyendo los gastos no monetarios, (relación de cobertura de intereses consolidada) de 2.50 : 1.00.

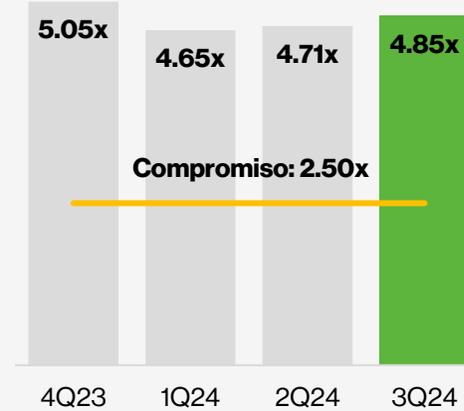
Relación Deuda Neta a EBITDAX³

Compromiso: 3.25x – 3.50x



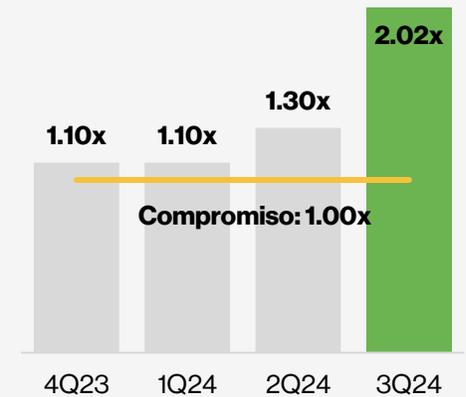
Relación de Cobertura de Intereses³

Compromiso: 2.50x



Razón Corriente³

Compromiso: 1.00x



Índice de Apalancamiento

- Índice de apalancamiento actual de 2.55x, dentro de los requisitos de 3.25x (incurrencia) y 3.50x (mantenimiento)

Relación de Cobertura de Intereses

- Índice de cobertura de intereses de 4.85x, superando el requisito de 2.50x

Razón Corriente

- Índice de liquidez corriente de 2.02x, superando el requisito de 1.00x

1. Datos al 30 de septiembre de 2024.

2. Los convenios financieros de la Corporación incluyen: a) una relación máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes de efectivo, con respecto al EBITDAX ajustado de 12 meses (relación de apalancamiento consolidado) de 3.25:1.00 (incurrencia) o 3.50:1.00 (mantenimiento); b) una relación mínima del EBITDAX ajustado de 12 meses respecto a los gastos por intereses, excluyendo los gastos no monetarios (relación de cobertura de intereses consolidada) de 2.50:1.00; c) una relación mínima de activos corrientes ajustados respecto a pasivos corrientes ajustados (relación corriente consolidada) de 1.00:1.00 y d) un valor mínimo agregado neto presente de las reservas probadas y desarrolladas en producción antes de impuestos (descontado al 10%) según la fecha más reciente del informe de reservas (valor PDPPV10), respecto al principal retirado y pendiente de pago del préstamo a plazo (relación de cobertura de activos consolidada) de 2.50 a 1.00.

Programa de Capital Revisado para 2024 y Éxito en la Perforación

Programa de capital revisado para 2024

4 pozos adicionales, para un total de 11 pozos



4 Pozos durante el resto del año::

3 pozos de exploración: Natilla-2, Cometa-1 y Pibe-1

- 1 pozo de evaluación



7 Pozos perforados hasta la fecha

- 7 wells perforados
- 6 con éxito y en producción
- Clarinete-10, Pomelo-1, y Chontaduro-1, 2, 3 y Nispero-2

CAPEX
US\$138 MM



Enfocados en

- Mantener la producción, el flujo de caja y las reservas en el núcleo del Valle del Bajo Magdalena
- Perforación de 11 pozos en 2024

2024 Capex

Las iniciativas en curso en materia de perforación y eficiencia de costes han permitido a Canacol aumentar su actividad sin necesidad de inversiones adicionales.

Principales pozos de exploración en el cuarto trimestre de 2024

Perforación de 3 pozos de exploración en lo que queda de año y 1 pozo de evaluación:



Natilla-2 Pozo de Exploración

- Prospecto de gas de gran impacto en SSJN-7
- Dirigido a los yacimientos de CDO y Porquero
- Perforación: 2 de noviembre de 2024
- El éxito puede desbloquear importantes reservas y abrir una nueva zona de producción
- Ayuda a reducir el riesgo de nueve prospecciones similares



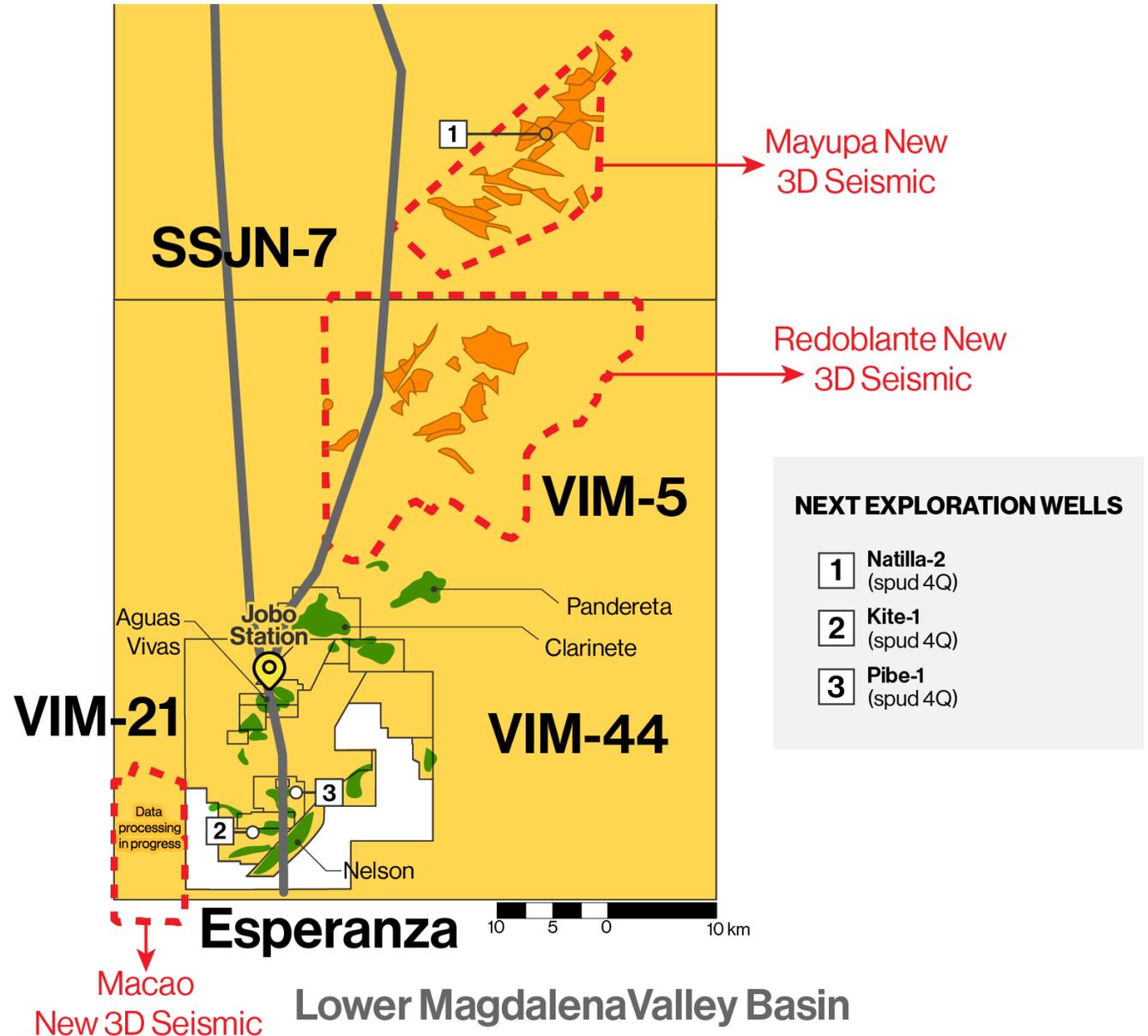
Kite-1 y Pibe-1 Pozos de Exploración

- Prospectos cercanos
- Situados a lo largo de una tendencia productiva
- Producción inmediata en caso de éxito



Pozo de evaluación adicional

- Se prevé perforar antes de fin de año, con producción inmediata en caso de éxito.



Aprovechar los puntos fuertes: una base sólida para el crecimiento futuro

Éxito probado en Colombia

De descubridor de gas a primer productor independiente de gas

El mayor productor independiente de gas natural en Colombia (~16% de participación en el mercado)

Historial operativo exitoso

- Tasa de éxito en exploración: 80%
- Éxito en desarrollo: 94%
- Descubiertos: 934 Bcf de gas
- Crecimiento en producción: ~ 10 veces
- Crecimiento en reservas 2P: ~ 7 veces

Contratos con una ventaja competitiva para satisfacer la creciente demanda de gas en Colombia (70% - 90% precio fijo, take-or-pay, USD)

Alta eficiencia y fuerte rentabilidad (márgenes operativos anuales > 75%)

Importante potencial de exploración con acceso a la infraestructura de transporte existente (20,5 TCF de recursos prospectivos sin riesgo).

Líder en baja intensidad de emisiones de GEI en la industria de O&G (un 75% menos que las empresas del sector del petróleo y un 45% menos que las del sector del gas)

Entrada estratégica a Bolivia

Aprobación del cuarto contrato en Bolivia: Bloque Tita

Inicio de las operaciones en 2025



P&R

