



RESULTADOS FINANCIEROS

2° trimestre /2025



Descargo de Responsabilidad

Resultados Financieros



Este documento fue preparado por Ecopetrol S.A. con el propósito de suministrar al mercado y otras partes interesadas cierta información financiera y de otros aspectos de la compañía. Esta presentación contiene proyecciones futuras relacionadas con el desarrollo probable del negocio y los resultados estimados de la Sociedad. Tales proyecciones incluyen información referente a estimaciones, aproximaciones o expectativas actuales de la compañía relacionadas con el futuro financiero y sus resultados operacionales. Se advierte tanto a potenciales inversionistas como al público y al mercado en general, que dicha información no es garantía del desempeño, que puede modificarse con posterioridad y que los riesgos de incertidumbre que afectan tanto a la Sociedad como a sus negocios pueden ocurrir y materializarse.

Los resultados reales pueden fluctuar en relación con las proyecciones futuras de la Sociedad debido a factores diversos que se encuentran fuera del control del emisor. Las decisiones de inversión con base en la información suministrada son de exclusiva responsabilidad de los inversionistas.

La Información suministrada por la Sociedad se entiende vigente únicamente para las fechas y para los periodos expresamente mencionados, de tal manera que ni Ecopetrol ni sus administradores, empleados, agentes, asesores y/o directores, asumen responsabilidad alguna en caso de que el desempeño de la Sociedad difiera de la Información suministrada o no coincida exactamente con ella. Ni la Sociedad ni sus administradores, empleados, agentes, asesores y/o directores asumen responsabilidad alguna por la información aquí contenida ni la obligación alguna de revisar las proyecciones establecidas en este documento, ni tampoco el deber de actualizarlo, modificarlo o complementarlo con base en hechos ocurridos con posterioridad a su publicación. La información divulgada a través del presente documento tiene un carácter informativo e ilustrativo, y no podrá ser suministrada a terceras personas, ni reproducida, copiada, distribuida, utilizada o comercializada sin la autorización previa y por escrito de la Sociedad.

La información a que hace referencia este material de trabajo, expresada en hechos, datos, cifras y/o estadísticas concernientes a compañías o entidades que pueden ser consideradas como pares de Ecopetrol en la industria donde desarrolla sus actividades, corresponde a información que está disponible en fuentes públicas que pueden ser consultadas libremente por cualquier persona. Ecopetrol no se hace responsable por la exactitud, veracidad y/o precisión de la información de las compañías o entidades que están mencionadas en el material de trabajo y que es usada para efectos estrictamente ilustrativos y estadísticos.





Ricardo Roa

Presidente



Rafael Guzmán

VP Ejecutivo de Hidrocarburos



Bayron Triana

VP Ejecutivo de Energías
para la Transición



Camilo Barco

VP Corporativo de Finanzas y
Valor Sostenible

Fortalecimiento de la operación, eficiencias y avances en diversificación de la matriz energética



Producción impulsada por Caño Sur, CPO-09 y Permian, la mayor producción semestral de los últimos 10 años



Declaración comercial de Lorito (la más grande en la última década) e inicio de perforación de Papayuela (Costa Afuera)



Operación más eficiente en Pozos Colorados: ampliación de infraestructura para recibo de buques de refinados más grandes



Finalización de mantenimientos mayores en refinerías: operación disponible para capturar mejores márgenes

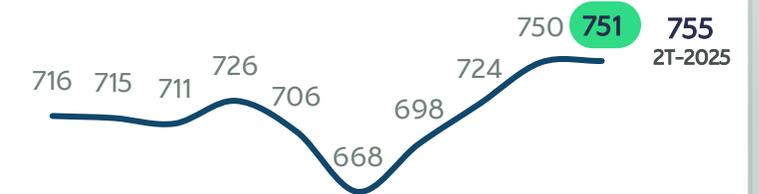


Por primera vez en Colombia, Ecopetrol comercializó gas natural importado de largo plazo (bloque de 60 GBTUD por 5 años)

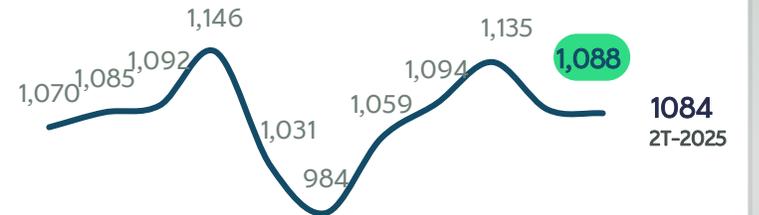


Adquisición del proyecto eólico Windpeshi en La Guajira en línea con la estrategia de diversificación de la matriz energética

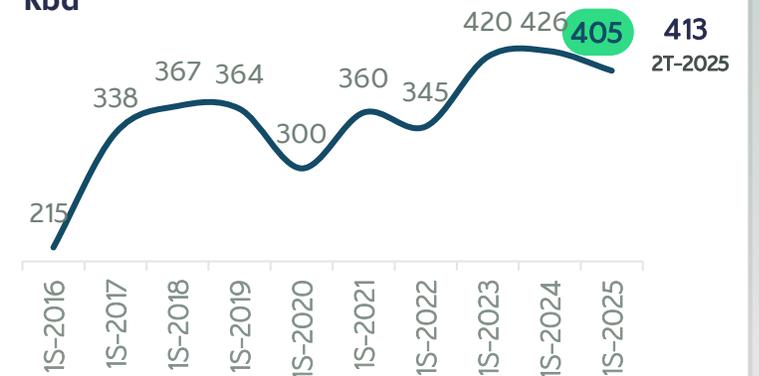
Producción kbped



Transporte kbd

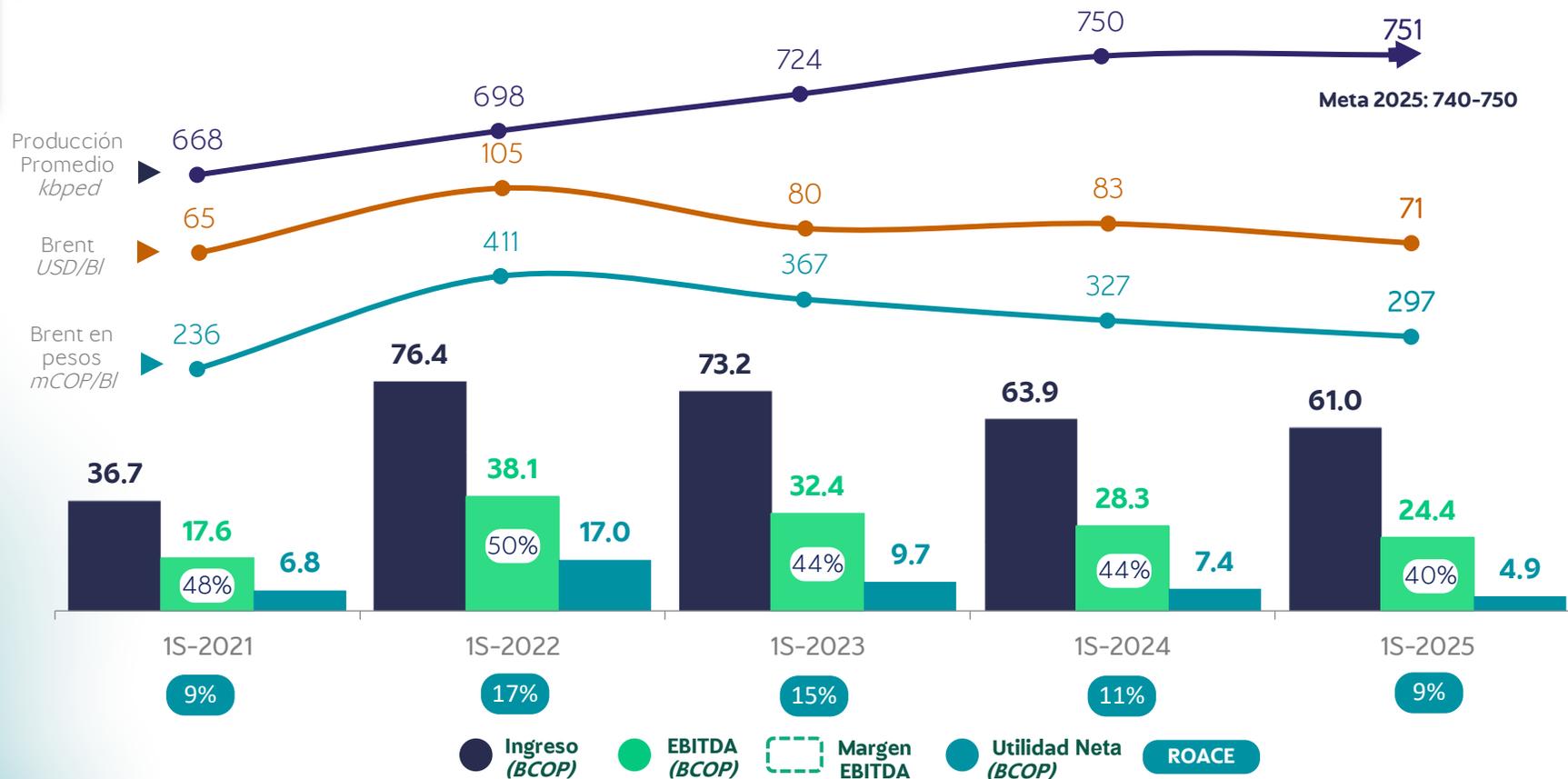


Refinación kbd



1S: Primer Semestre. 2T: Segundo Trimestre

Avances en la operación y en eficiencias con afectación por menores precios de crudo



-3.7 USD/BL

Mejor diferencial trimestral de crudo en 4 años

2.2 BCOP

Eficiencias 1S-2025 +27% vs plan

2,582 MUSD

Inversiones 1S-2025

8.8 BCOP

Dividendos pagados Retorno 10%

0.8 BCOP

En reducción de costos y gastos (80% avance; meta 1BCOP)

Liderando con impacto: Avances en SosTECnibilidad[®]

Logros TESG

+900 MW

Expectativa de superar meta de 2025 en portafolio de energías renovables

242 mTCO₂e

Reducción emisiones de GEI¹ acumuladas, +132% frente a la meta semestral (183 mTCO₂e)

43 MMCOP

Culminación de 6 iniciativas de obras por impuestos durante 2T-2025

180 MMCOP

Inversiones en el Portafolio de Desarrollo Territorial Sostenible durante 2T-2025

82%

Reutilización del agua en las operaciones (44 millones de m³) durante 2T-2025

66 mil

Oportunidades laborales generadas durante el 1S-2025 a través de contratistas





Hidrocarburos



Progresando descubrimientos a desarrollo

Inversiones ejecutadas por 156 MUSD al 1S-2025

6 Pozos perforados

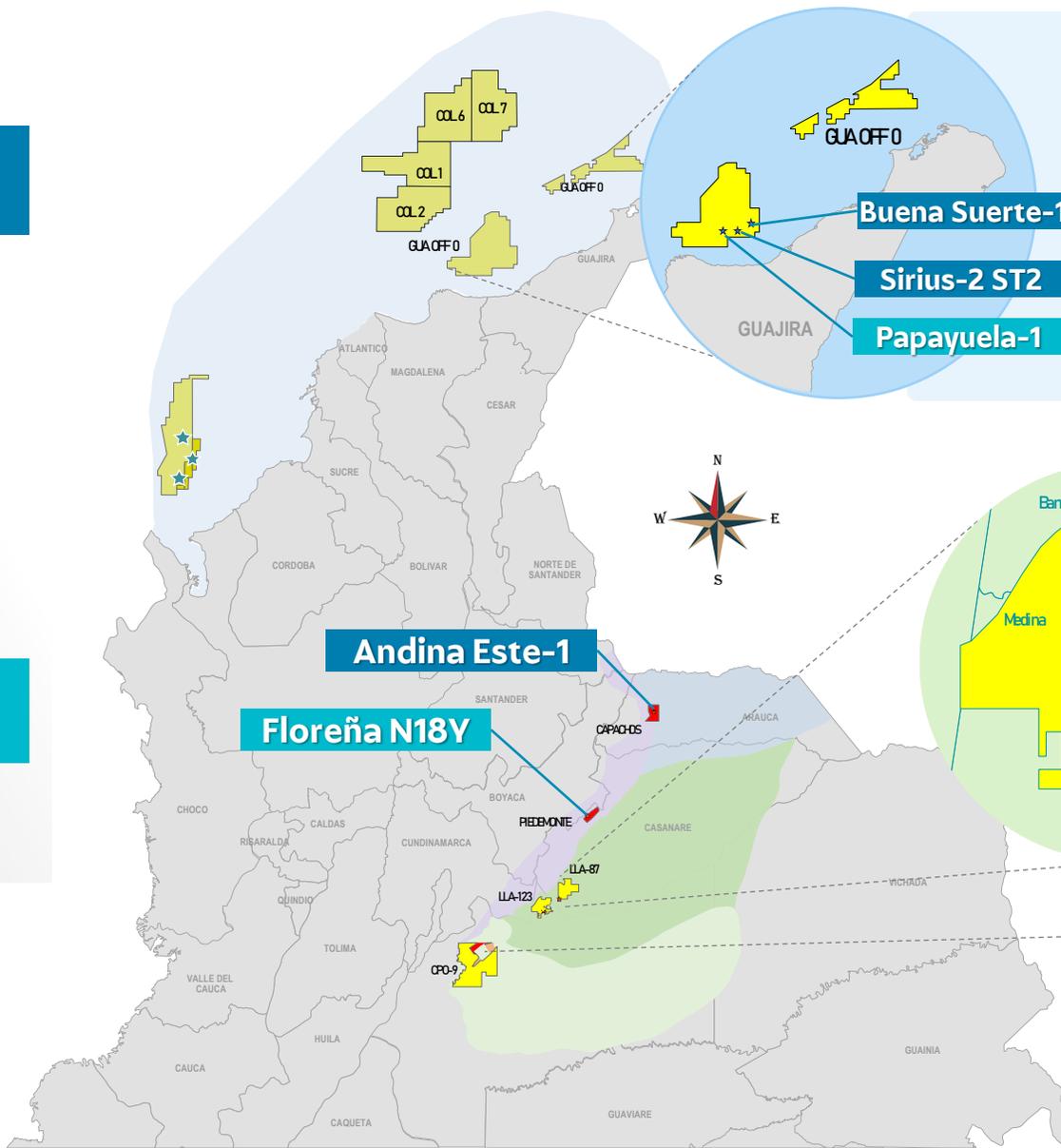
Éxito exploratorio:
Sirius-2 ST2
Currucutú-1

En Evaluación:
Toritos Oeste-1
Toritos Sur-3

Falla:
Andina Este-1
Buena Suerte-1

2 Pozos en perforación

Floreña N18Y
Papayuela-1



Inicio perforación Papayuela-1 (Junio 15, 2025)

- Finalización estimada 4T-2025

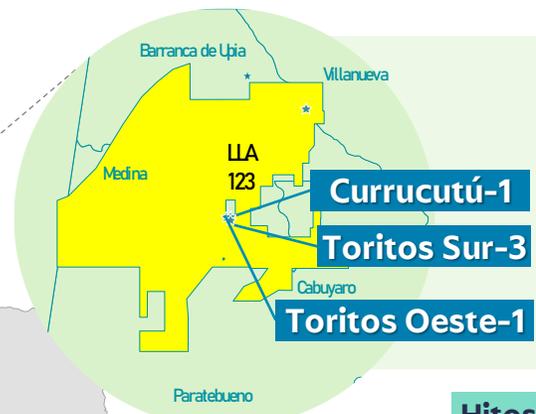
Proyecto Sirius avanzando hacia el desarrollo

- Certificación de procedencia para el cruce de playa
- Actividades de viabilidad étnica, social y ambiental



Buena Suerte-1
Sirius-2 ST2
Papayuela-1

Andina Este-1
Floreña N18Y



Currucutú-1

Manifestación de hidrocarburo
- crudo pesado



Lorito
Declaración de Comercialidad

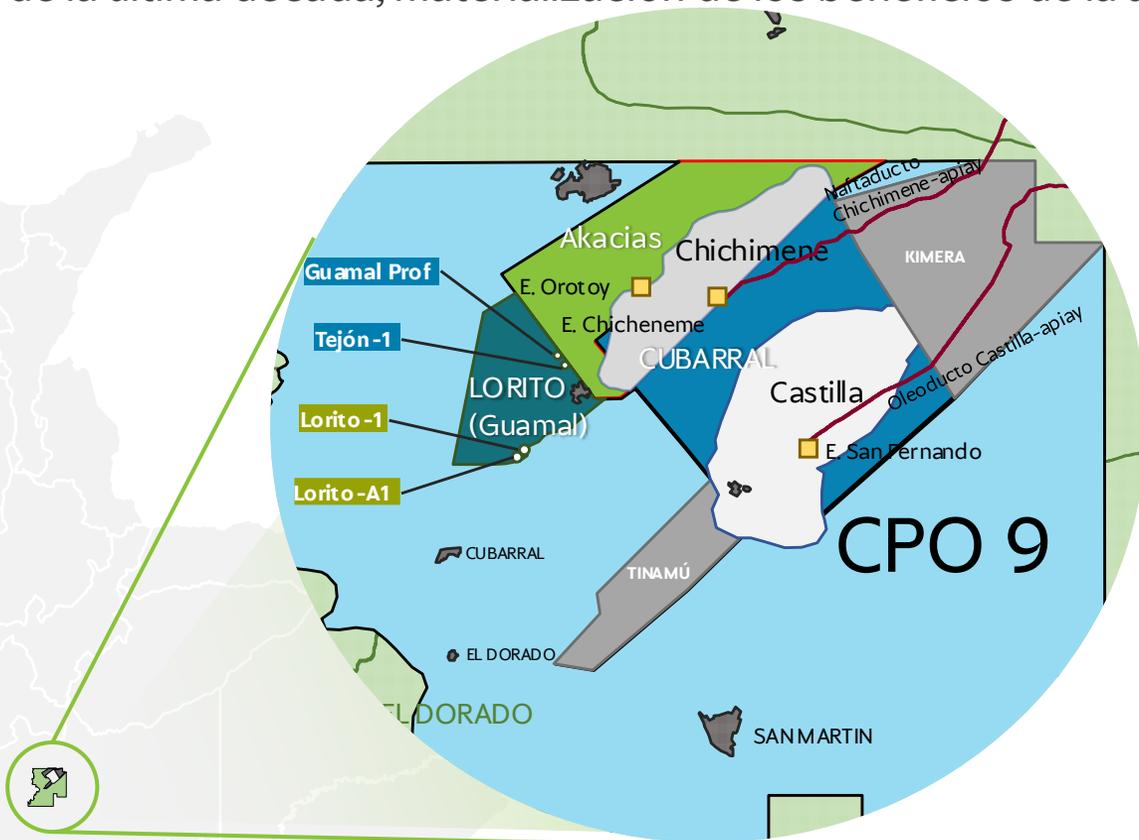


Gato do Mato
Reconocimiento de efectividad de la Declaración de Comercialidad ante la ANP

Hitos para progresar recursos a reservas

Declaración comercialidad del descubrimiento Lorito

La más grande de la última década, materialización de los beneficios de la adquisición del 45% de CPO-09



13,584 acres
Área

8 a 9 °API
Tipo de hidrocarburo

2,154 MBPE
Crudo original en sitio

~250 MBPE
Potencial de recursos recuperables de los cuales
109 MBPE
Recursos contingentes

+1,450 BPD
Producción diaria de Guamal Prof-1 y Tejón-1

■ Pozos exploratorios en producción
■ Pozos exploratorios exitosos



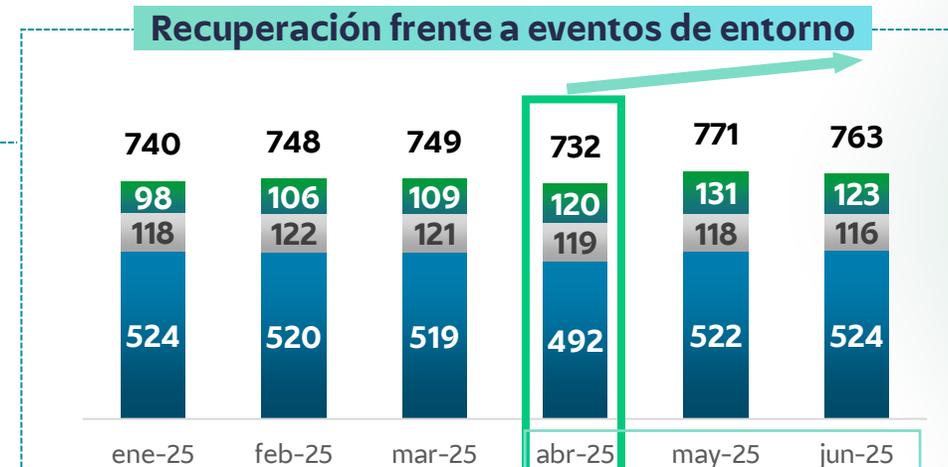
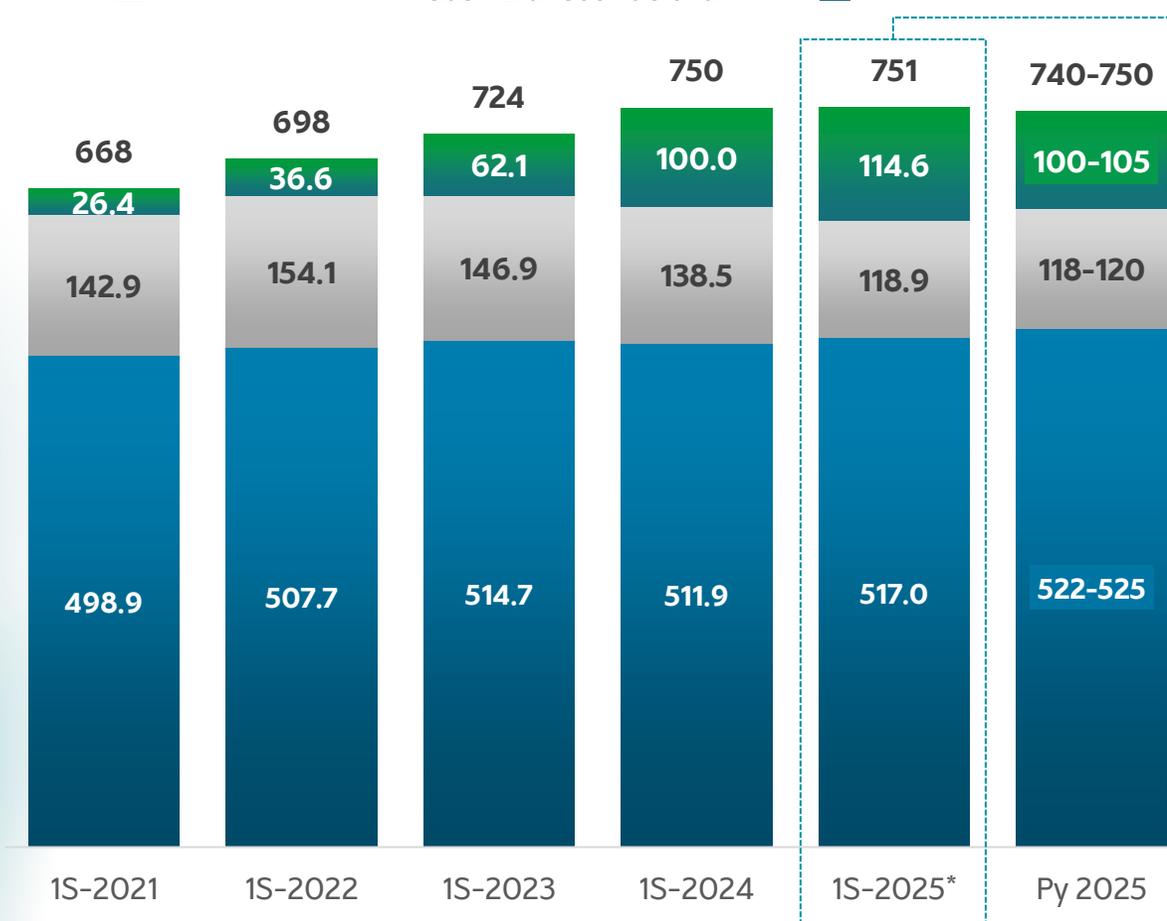
FID: Final Investment Decision

Niveles de producción del Grupo Ecopetrol en línea con la meta del año

Producción semestral más alta desde el 2015 y de crudo nacional desde el 2021

Producción (KBPED)

■ Internacional ■ Gas + Blancos nacional ■ Crudo nacional



Producción 2T25: 755 kbped

AVANCES INVERSIONES (1S25)

- Ampliación de la capacidad de tratamiento en Rubiales y Caño Sur
- Entrada de la capacidad de la Estación Orotoy de crudo +35K

Workovers 180

Pozos de desarrollo 220

Inversión producción 1,439 MUSD

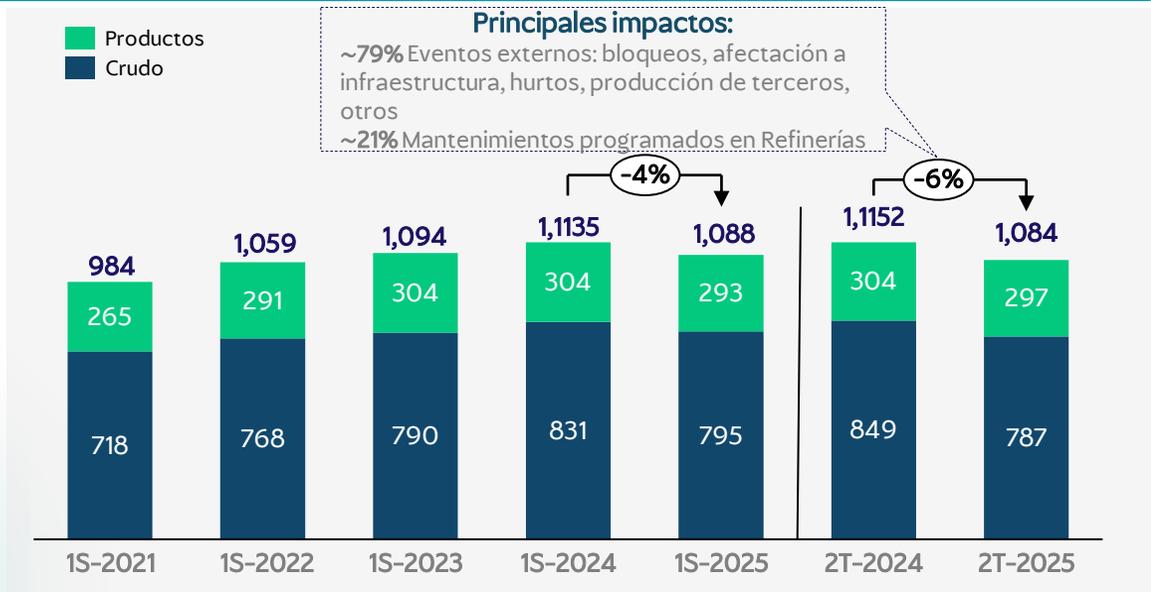
Hitos

- Rápida recuperación de producción de crudo
- **Récord producción Caño Sur:** 53 kbped (9 de junio 2025) impulsados por la ampliación de las facilidades
- **Pico producción Permian 2T25:** 116 kbped (64 kbpd de crudo). Proyección del año 90-98 kbped

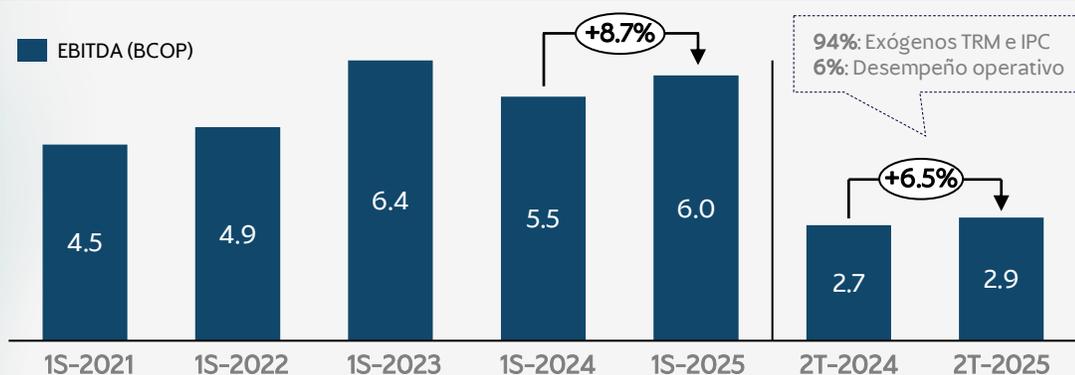
*Producción diferida de 1.8 millones de barriles en el 1S-2025 principalmente por eventos de entorno por acción de terceros

Resultados resilientes en un entorno desafiante

Volumen Transportado (kbd)



Desempeño Financiero



El segmento de transporte representa el **25%** del EBITDA total del Grupo Ecopetrol

Hitos en infraestructura

Pozos Colorados: Ampliación de la infraestructura para almacenamiento y recibo de buques más grandes para refinados



Contribución a la seguridad energética

- Flexibilización operaciones de almacenamiento y transporte de refinados
- Optimización costos logísticos
- Aumento capacidad de almacenamiento estratégico ante eventos operativos o de entorno

Resiliencia frente a eventos externos

Rutas de evacuación alternas, rápida reparación y evacuación, uso de tecnología y fortalecimiento de relacionamiento interinstitucional

Sistema Vasconia – Barrancabermeja:
 +7% capacidad a 209 kbpd, aumenta disponibilidad de crudos nacionales para la refinería

Sistema Araguaey – Cusiana:
 60% reducción de inventarios en campo Caño-Limón, menor probabilidad de diferida en producción

Oleoducto Caño Sur-Rubiales:
 ~50 KBD, asegura evacuación y captura ahorros (~77 mMCOPI)

Pozos Colorados:
 Nuevo tanque para refinados de 320 KB y capacidad de descargue de buques ampliada a 550 kbbls

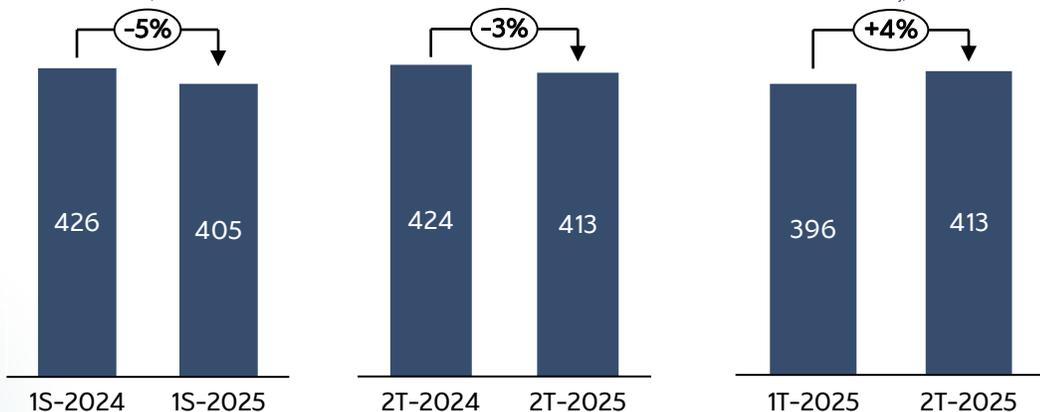
Recuperación, eficiencia y captura de oportunidades en mercado internacional

Ocho de diez mantenimientos finalizados con recuperación de disponibilidad operacional al 95.8%

Carga Integrada (Kbd)

Mantenimientos programados en 1S-2025

Finalizando ciclo de mantenimientos, 8/10, disponibilidad operacional: 96% vs 91% 1T-2025

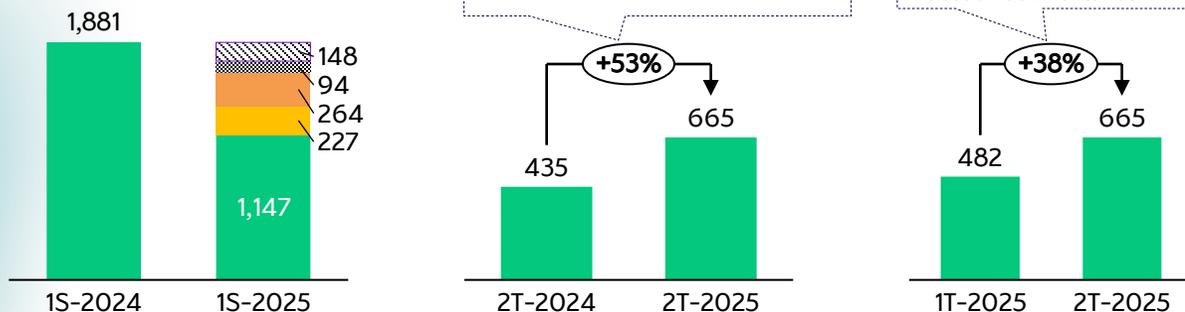


EBITDA Downstream (mMCO)

- Exógenos¹
- Externos⁴
- Operativos²
- EBITDA
- Operativos Planeados³

- Mejores Márgenes (+37% vs 2T-2024)
- Gestión de inventarios
- Menores compras de crudo por esquema de paradas

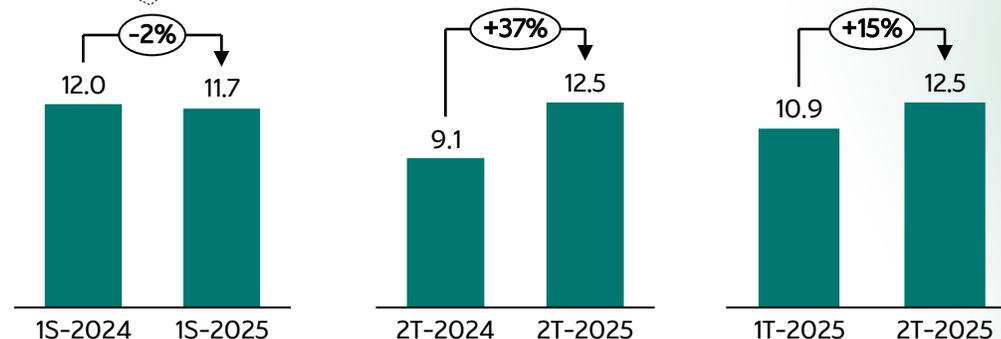
- Mayor carga (+4% vs 1T-2025)
- Mejores márgenes (+15% vs 1T-2025)
- Gestión de inventarios



Margen Bruto de Refinación (USD/BI)

- ~30% Mantenimientos programados
- ~30% Eventos operativas no programados
- ~25% Menores recibos de crudos livianos
- ~15% Menor demanda y otros externos

- ~67% Mejora en disponibilidad operacional
- ~33% Diferenciales de productos

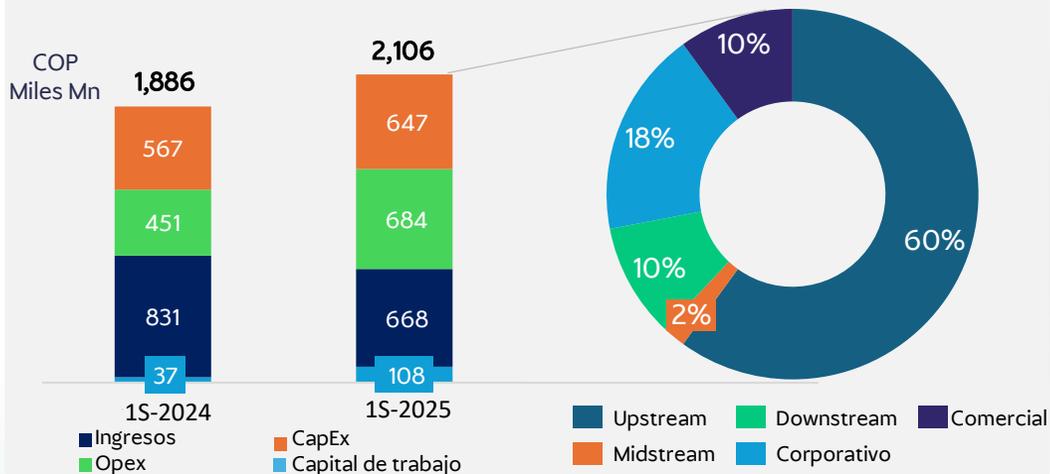


Hitos

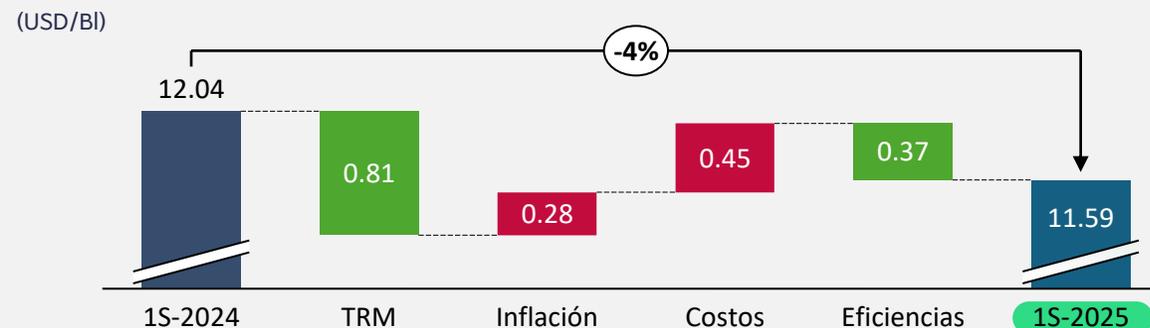
- Recuperación confiabilidad eléctrica en la Refinería de Cartagena: 9 de 16 hitos ejecutados a junio 2025
- Transformación de fondos de bajo valor impulsa exportaciones con mayor calidad y mejores márgenes (combustible marino IFO 380 y asfalto líquido)
- Diversificación de mercados: Primera exportación directa de parafina con destino a Brasil
- Alianza con Aerocivil para promover combustibles sostenibles de aviación

Programa de eficiencias continúa mitigando presiones en costos

Eficiencias Hidrocarburos 1S-2025

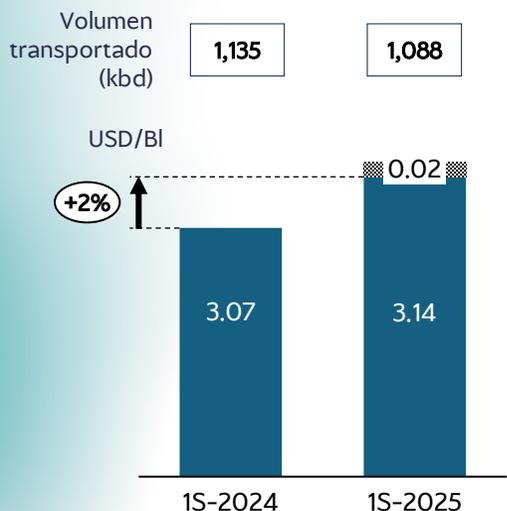


Costo de Levantamiento

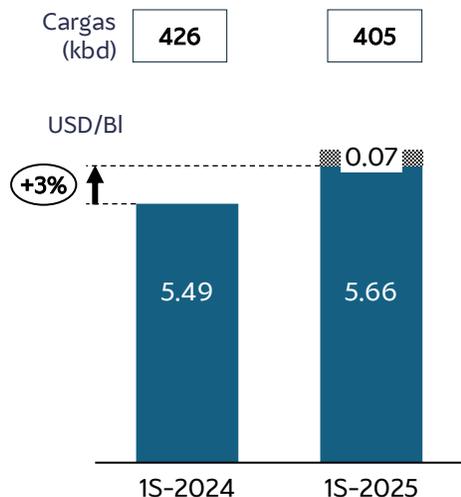


Las eficiencias aportaron 0.37 USD/BI, contribuyendo a la caída del costo

Costo por Barril Transportado

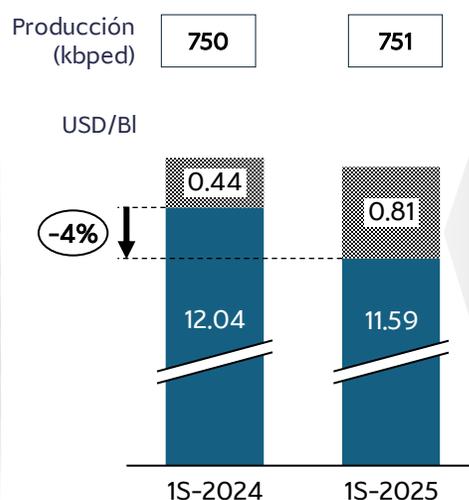


Costo de Caja de Refinación

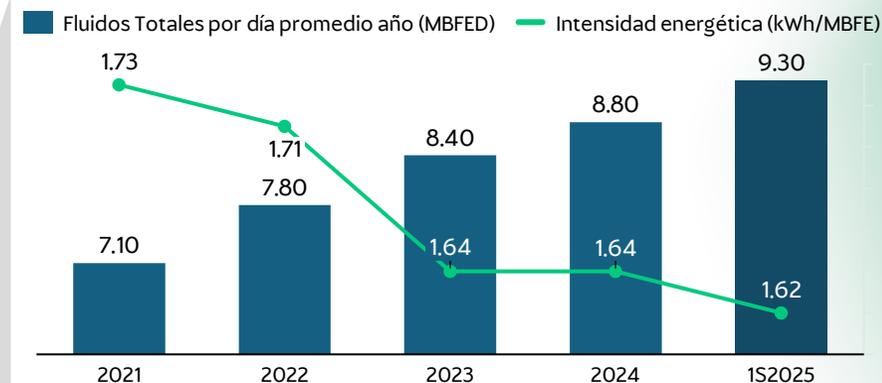


Optimización vía eficiencias

Costo de Levantamiento



Gestión energética eficiente:



- **Eficiencia energética:** control operacional y procesos más eficientes en consumo energético
- **Cambio de tecnología:** (e.g. masificación de motores de imanes permanentes)



Energías para la Transición



Comprometimos entregas de gas natural nacional e importado en contratos de entre 4 y 5 años



Comercialización campos mayores

58 GBTUD promedio

Entregas entre dic. 2025 y nov. 2029

Gas asignado en su totalidad entre 25 agentes.
La asignación priorizó la atención de la demanda esencial¹



Comercialización de gas regasificado en Buga

60 GBTUD

Entrada en agosto 2026 por 5 años

Gas asignado en su totalidad entre 18 agentes bajo el esquema de Contrato en Firme Sujeto a Condiciones Precedentes (Decreto 1467 de 2024)



Regasificación en el Caribe³

Fase de selección alternativas para ubicación de FSRU²

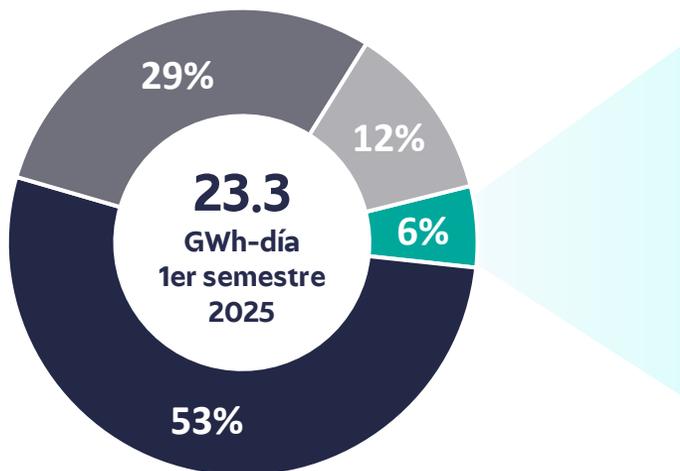
Comercialización con condiciones precedentes sujeta a selección de ubicación y licenciamiento ambiental
Entrada en operación estimada: 2026 -2027

1. Definida por el Decreto 1073 de 2015 - Nota: comprende estaciones de compresión del SNT, los sectores residencial y pequeños comercios, el GNV y las Refinerías (excluyendo autogeneración de energía eléctrica) 2. FSRU (siglas en inglés): Unidad flotante de almacenamiento y regasificación. 3. Aprovechando los activos y facilidades del Grupo Empresarial

Impulsamos la diversificación de fuentes de suministro eléctrico para la atención de la demanda del Grupo Ecopetrol

Demanda de energía eléctrica GE

- Autogeneración FNCER (localizada y remota)
- Autogeneración convencional
- Contratos
- Bolsa



Evolución portafolio renovables (MW)



*Incluye compras en el MEM

Acuerdos que fortalecen el portafolio de renovables 2025+:

Abril/25 Acuerdo marco de inversión con AES

Mayo/25: Contrato compraventa con Statkraft

Julio/25: Adquisición 100% proyecto Windpeshi

Cobertura de la demanda autogeneración + contratos 1er semestre 2025

87.7%
vs. 80.6% 1S2024

70.3 mMCOP
Ahorros acumulados 1er semestre 2025

22.960 Ton CO2e
Emisiones reducidas 1er semestre 2025

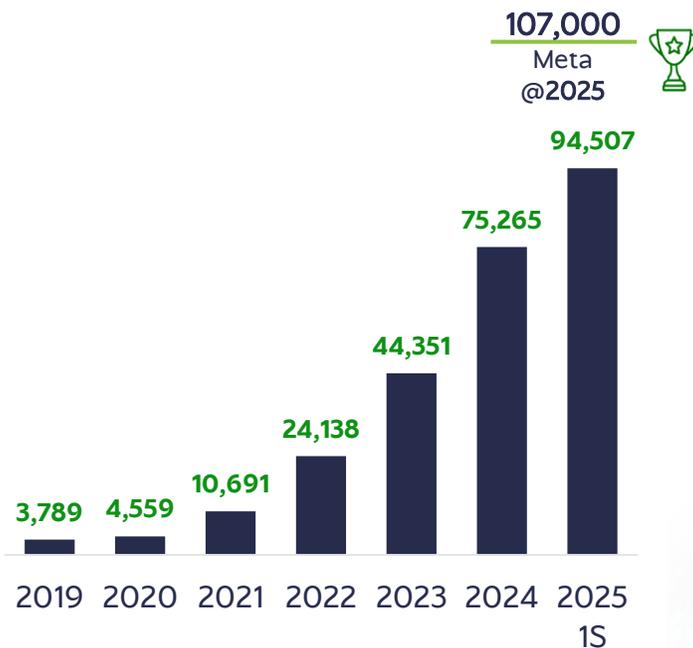
Mejores resultados por eficiencias operativas

Eficiencia energética Ahorros acumulados – Petajulios (PJ)



Ahorros acumulados 1er semestre 2025 **53 mMCOP**
Emisiones reducidas **+170 mil Ton CO2e**

Gas social Conexiones acumuladas



19,242 Nuevas conexiones para familias estratos 1 y 2
Primer semestre 2025

Resultados 1S-2025

EBITDA Gas y GLP

1,538 mMCOP
vs. 1,472 mMCOP 1S-2024

+4.5%

Producción Gas y GLP

161 kbde
vs. 173 1S-2024

Participación Gas y GLP en producción GE

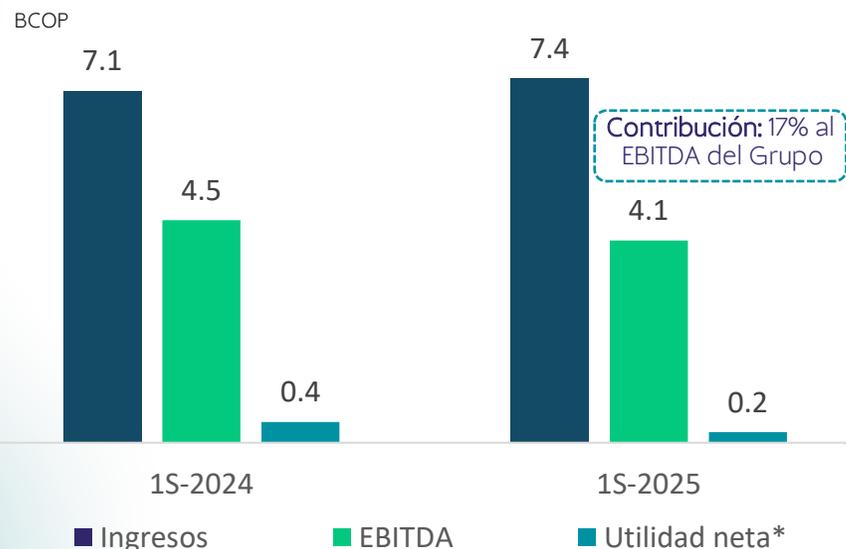
21%



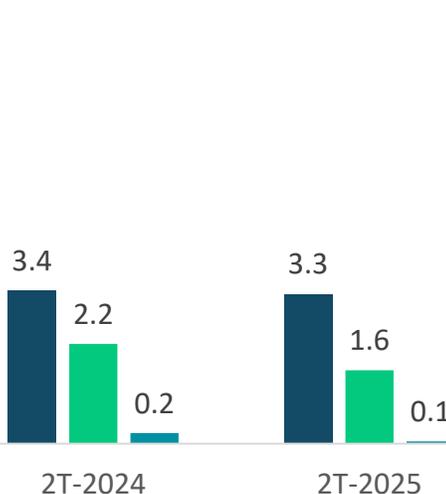
Transmisión, Vías y Telecomunicaciones

Avances en resultados financieros impactados por eventos no recurrentes

1S-2025 Vs. 1S-2024



2T-2025 Vs. 2T-2024



Análisis de variaciones 1S-2025 Vs 1S-2024

- One-off:** Ajuste del componente financiero de la RBSE- en ISA Brasil (definición ente regulador ANEEL):
 - Impacto en el GE es de de 0.6 BCOP en EBITDA y 0.1 BCOP en utilidad.
 - Impacto a nivel de industria
 - Menor recaudo a partir de jul- 2025 hasta jul-2028
- Deterioro sobre la cartera de AIR-e:** Impacto en el GE de ~ 0.2 BCOP en EBITDA y ~0.1 BCOP en utilidad

*Red Básica del Sistema Existente

*Atribuible a accionistas de Ecp

ISA mantiene su estrategia y plan financiero y de inversiones

Avances proyectos adjudicados y en operación en el 2T-2025



Brasil:

- ISA energía adjudicataria de 7 refuerzos (CapEx ~ 187 MMCOP)
- Puesta en operación de 7 refuerzos y mejoras a la red (CapEx ~ 232 MMCOP)
- Inicio operación proyecto Água Vermelha, integración de proyectos de energía solar (~70 MMCOP)

Colombia:

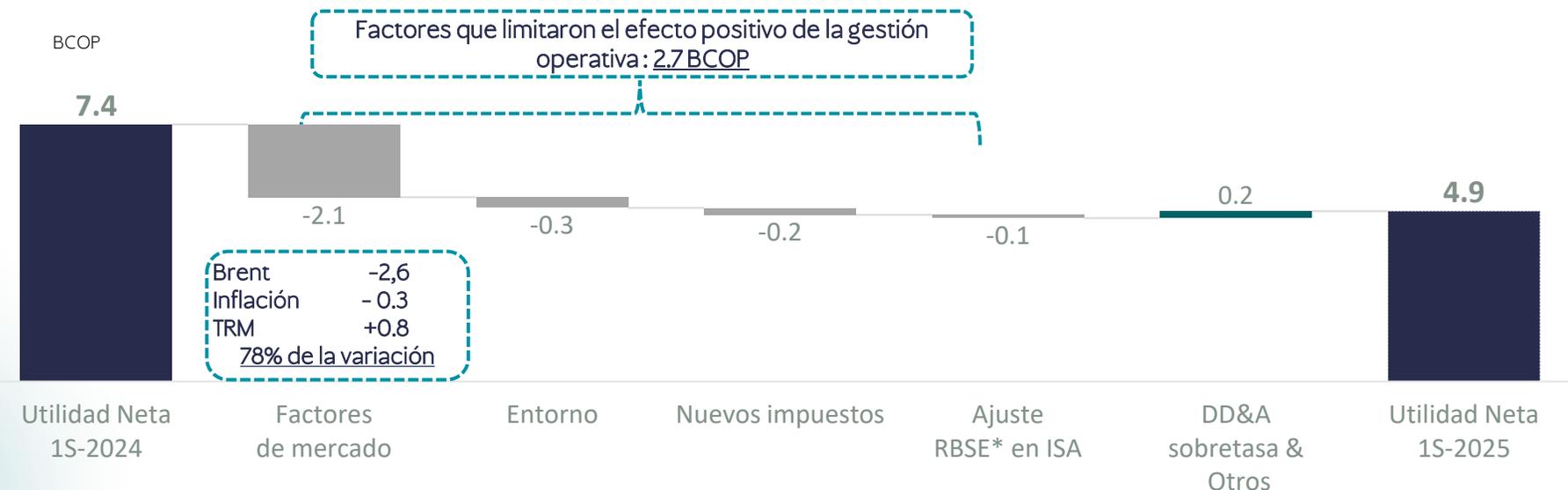
- Terminación de la renovación de la línea de transmisión Bolívar Sabanalarga y Bolívar Termocartagena (~ 16 MMCOP)



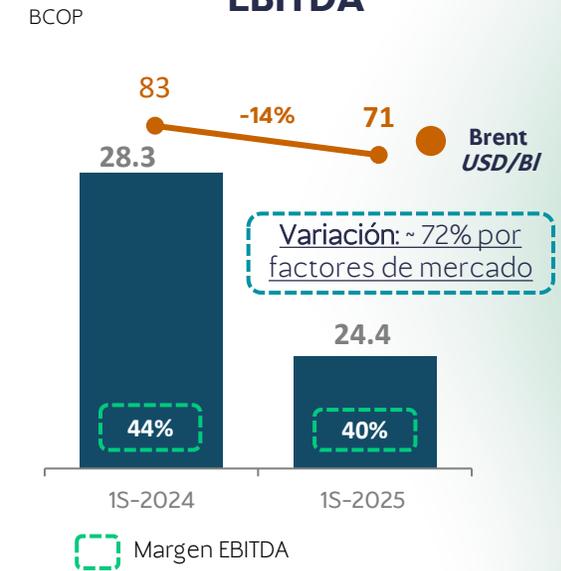
Desempeño Financiero

Solidez en la gestión de eficiencias en línea con la promesa de valor del plan financiero

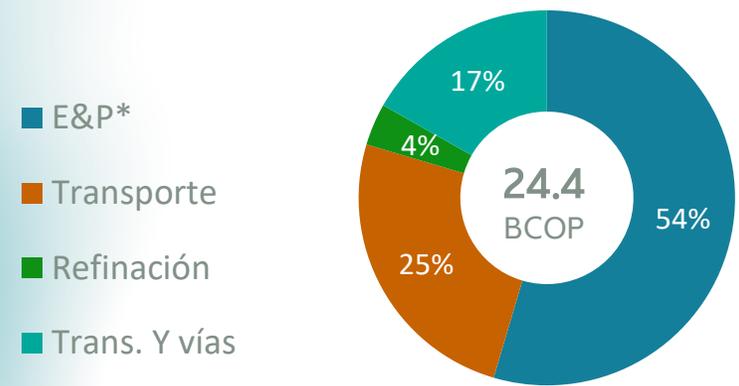
Utilidad Neta



EBITDA



EBITDA por Segmento 1S-2025



E&P mantiene su contribución sostenida al EBITDA del Grupo

* Incluye gas

Comité de gestión de caja

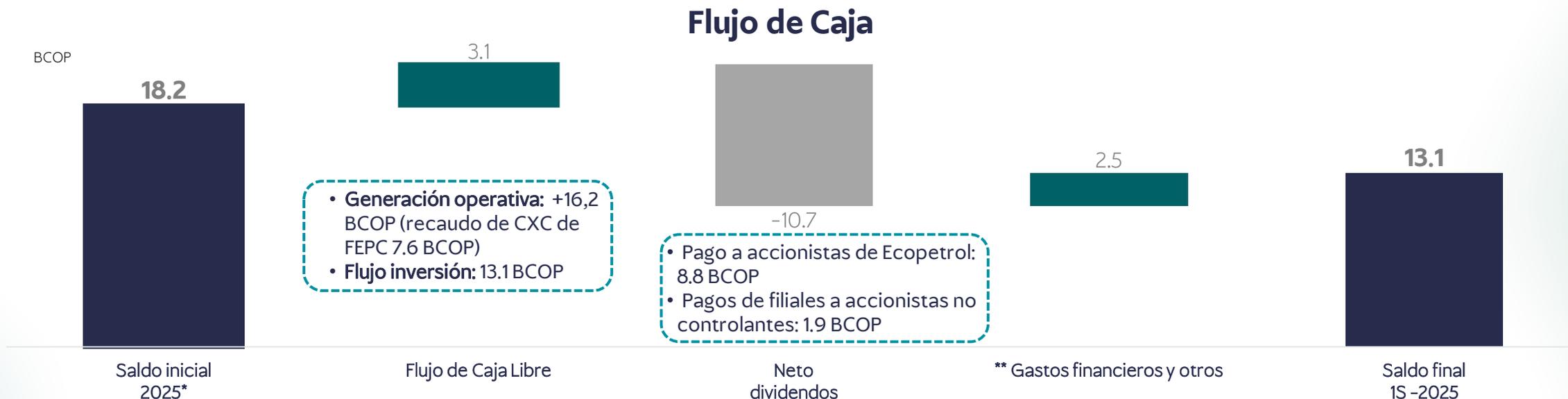
- Medidas preventivas habilitan cumplimiento del plan financiero en un entorno de precios inferior
- Avance del 80% en medidas de reducción adicional de costos y gastos anunciadas en el 1T-2025 (1 BCOP)
- Protección del EBITDA a través de eficiencias que respaldan metas del Plan anual

Plan de eficiencias (1S-2025)

- 2.2 BCOP: 66% optimización OPEX y mejoras en generación de ingresos
- Foco eficiencias:
 - ✓ Costos de energía
 - ✓ Mantenimiento y servicios contratados
 - ✓ Reducción de costos unitarios
- Frente a pares (cuartil 2), mejor desempeño en:
 - Rentabilidad: Margen EBITDA y ROACE
 - Competitividad OPEX: Lifting Cost, costo de venta/barril, gasto operacional/barril

*14 Empresas (5 Super majors, 1IOCS, 5 NOCS, 3 Juniors de Latam) Fuente: Capital IQ

Activación oportuna de palancas para favorecer niveles de liquidez



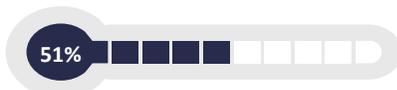
* Incluye portafolio de inversiones

**Incluye diferencia en cambio

Actividades para gestión de caja

- Recaudo anticipado de FEPC de 2024 (7.6 BCOP)
- Compensación de saldos a favor de impuestos (3.2 BCOP)
- Operaciones de trade finance en filiales (~ 100 MUSD)

Meta: Gestión de capital de trabajo: ~ 2 BCOP



Medidas adicionales

Coberturas cambiarias:

- 935 MUSD en coberturas de tasa de cambio

Balance FEPC:

BCOP	2T-2024	3T-2024	4T-2024	1T-2025	2T-2025
	12.1	9.0	7.6	7.0	2.5

- Saldo de la cuenta por cobrar más bajo desde el 2T-2021
- Causación mensual promedio < 500 MMCOP

Perfil de vencimientos saludable

USD miles de Millones

Ecopetrol S. A

Créditos de corto plazo
Operaciones simultáneas ~ 800 MUSD
Créditos de tesorería ~ 400 MUSD

Sin concentraciones importantes en los próximos 3 años



Indicadores

2.4x Grupo Ecopetrol
1.7x Sin ISA

2.2x Grupo Ecopetrol
1.6x Sin ISA

Plan de inversiones orgánico se mantiene sin deuda incremental

Endeudamiento en línea con plan* y soportado por nivel de caja

Medidas de optimización de deuda

- Costo promedio estable* a junio/25: 7.5%
- Actividades en curso:
 - ✓ Reducción tasa en crédito local pendiente de aprobación por MHCP
 - ✓ Renegociación de condiciones existentes a nivel local e internacional

Calificaciones crediticias

Durante 2T-2025:

- Moody's mantuvo calificaciones global e individual
- S&P: modificó calificación global e individual

Ecopetrol S.A.	Moody's	S&P Global	Fitch
Global	Ba1/Estable	BB/Negativa	BB+/Negativa
SACP*	b1	bb+	bbb

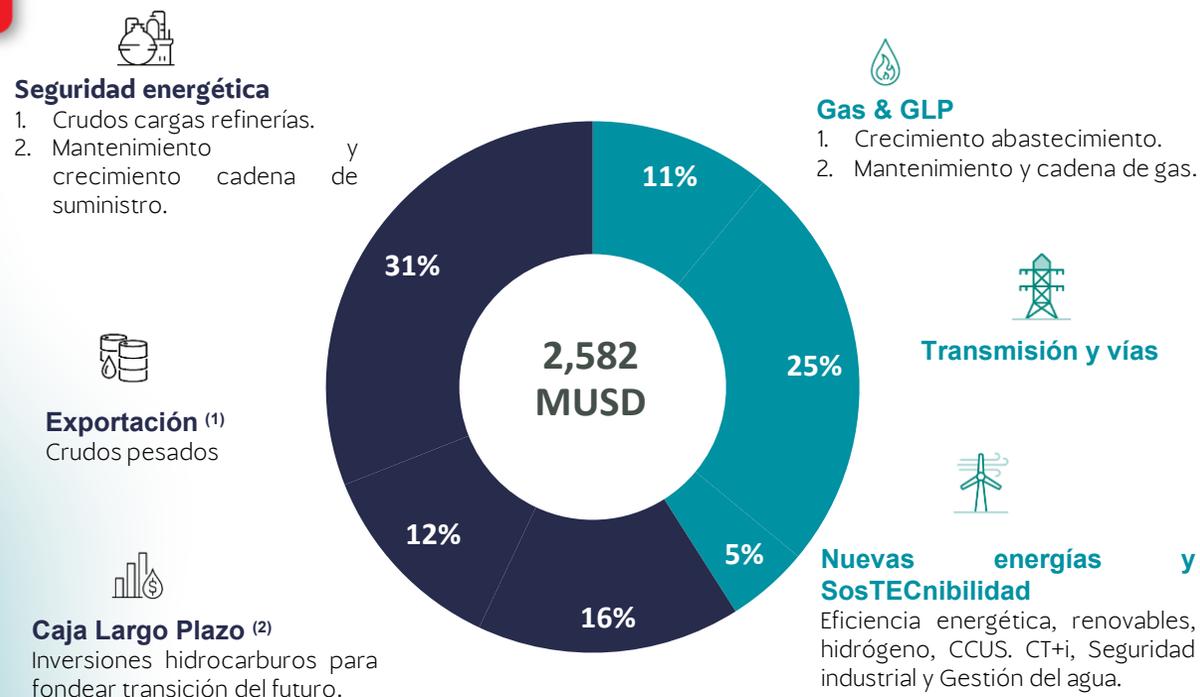
* Objetivo: Deuda Bruta / EBITDA < 2.5x

* Comparado con costo a marzo/25 y diciembre/24

* Perfil Crediticio Independiente (Stand Alone Credit Profile)

Ejecución de inversiones en línea con niveles históricos y metas del plan

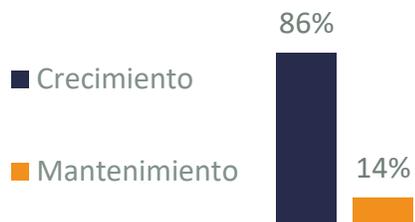
Ejecución de CapEx 1S-2025



~ 59% seguridad energética y generación de caja

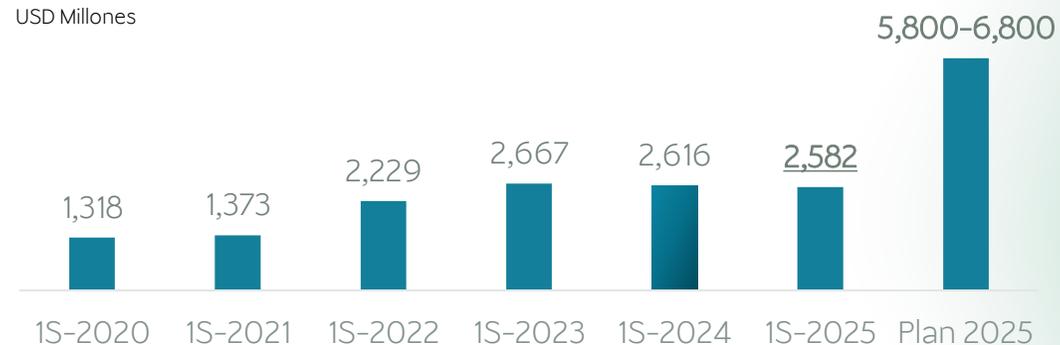
~ 41% transición energética⁽³⁾

Foco Inversiones



Enfoque en crecimiento y generación de valor futuro

Inversiones GE



- Inversiones en Colombia 62%; Brasil 17%, EE.UU 15% y otros 6%

Avance en medidas de disciplina de capital

Eficiencias al 1S-25: 0.7 BCOP en Capex

Meta adicional: 500 MUSD

Flexibilidad en intervención de CapEx



Monitoreo constante para optimizaciones de CapEx adicionales

(1) Crudos pesados en activos Castilla, Chichimene, Apiay, CPO-09, entre otros (2) Incluye filiales upstream internacionales e inversiones exploración, (3) Incluye Gas, Transmisión y vías, Nuevas energías y SOSTECnibilidad.

Avances del proceso de cobro de IVA en importaciones de gasolina y diésel

Grupo Ecopetrol avanza con los pagos estipulados desde 2025 y ratifica la diferencia de interpretación normativa con la DIAN para el periodo 2022-24

Estado actual >

- Pago del IVA aplicable desde enero de 2025, realizado bajo parámetros de nueva normatividad.
- Ecopetrol y Refinería de Cartagena continúan ejerciendo su defensa en las instancias correspondientes para proteger sus intereses con respecto al cobro de IVA en importaciones de gasolina y diésel para la vigencia 2022 a 2024.

Atención a requerimientos >

- Respuesta oportuna a los requerimientos y recursos enviados por la DIAN.
- Pretensiones a la fecha ascienden a ~ **11.1 BCOP*** (para gasolina y diésel).
- Requerimientos potenciales adicionales.

Pasos a seguir >

- Mesa técnica de trabajo entre Ecopetrol y entidades del Gobierno.
- Surtir proceso administrativo de cada uno de los requerimientos cuya duración es de 6 meses aproximadamente.
- Demanda de liquidación oficial podría tomar hasta 5 años.

Compromiso social

Aporte a territorios y proyectos sostenibles **180 mMCOP¹**



Inversión estratégica

Alineada con visión de largo plazo
Meta 2025: 5,800 – 6,800 MUSD



Flexibilidad operativa

Adaptación constante al entorno
Meta 2025: >4 BCOP



Negocios en crecimiento

Tendencias positivas pese a volatilidad
Producción +750 kbped



Conclusiones

Gestión financiera sólida

Protección caja y deuda sostenible
Deuda bruta / EBITDA < 2.5x



Eficiencia energética

Avances en autogeneración
+900 MW (Proyección 2025)



Resultados financieros resilientes

Operación eficiente frente a desafíos externos
Costo de levantamiento <12 USD/BI



1. Inversiones en el Portafolio de Desarrollo Territorial Sostenible

Preguntas y Respuestas

