



RESULTADOS FINANCIEROS

3T - 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

Pilares que impulsan el cumplimiento de nuestras metas en 2025



Protección de los
fundamentales del
negocio



Disciplina de Capital
&
Control de Costos



Desarrollo de proyectos
de Gas Natural
& aporte rentable a la
seguridad energética del
país



Incorporación de
Energías Renovables

Retos para el cierre 2025



Volatilidad de variables
externas



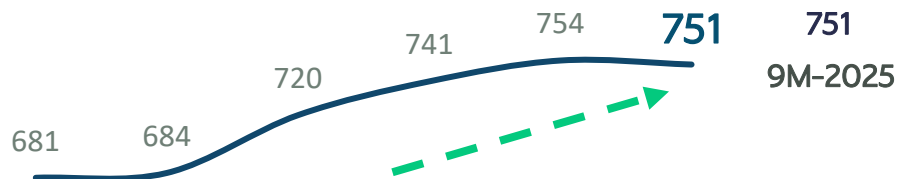
Situaciones de entorno



Avances en procesos
regulatorios y de licenciamiento

Fortalecimiento de la operación aporta al cumplimiento de objetivos

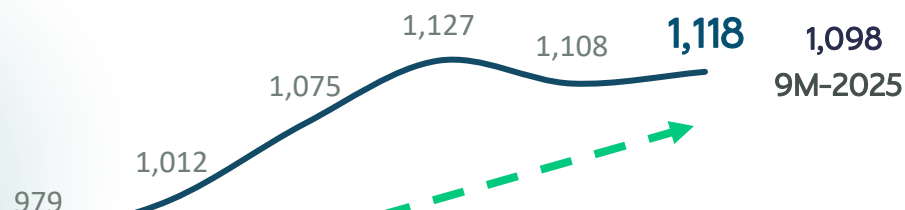
Producción kbped



Actividad exploratoria por encima de lo planeado
10* pozos perforados y 3 en perforación (meta 2025: 10 en total)

Producción en el rango alto de la meta
(meta 2025: 740 a 750 kbped)

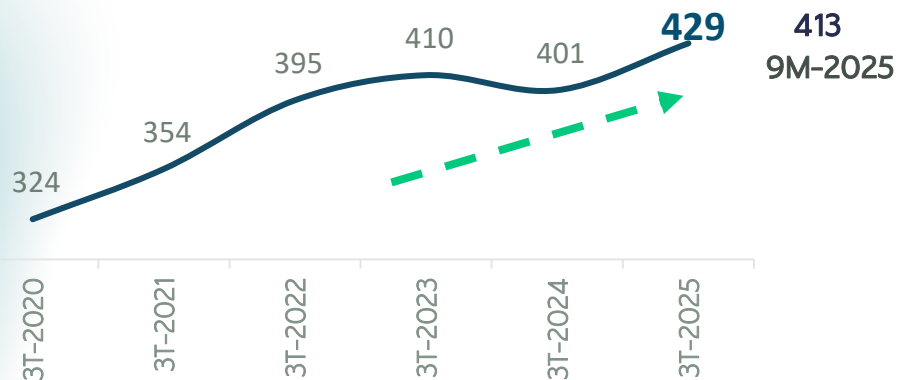
Transporte kbd



ANLA habilita importación de gas
con infraestructura de Cenit en Coveñas

Reversión línea Coveñas-Ayacucho
para importaciones de crudo

Refinación kbd



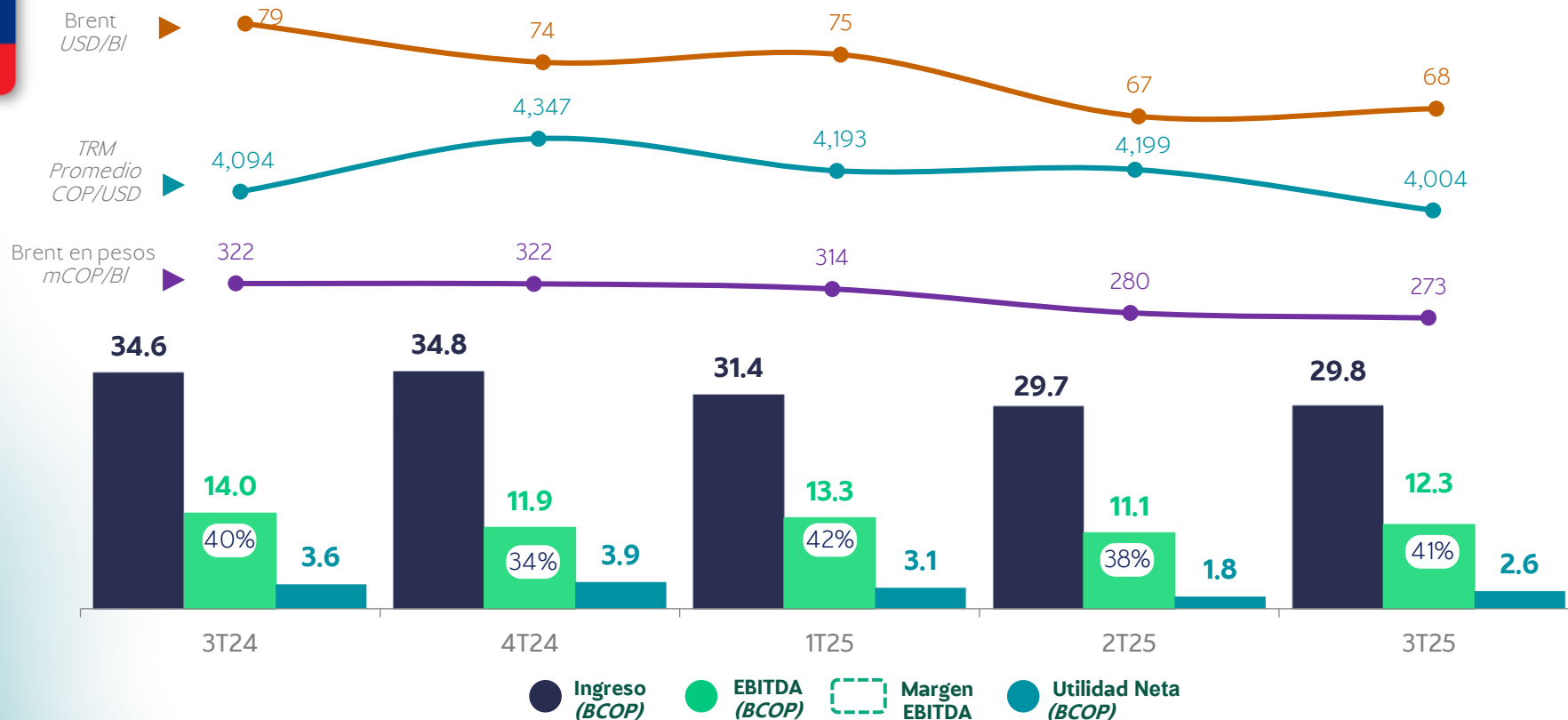
Carga 3T25 – Retoma niveles altos
Luego de ciclos de mantenimientos del 1S25

Comercialización de Asfalto Sólido
Inició exportaciones desde Cartagena

9M: Nueve Meses. 3T: Tercer Trimestre

*Incluye 8 pozos perforados por Ecopetrol y 2 pozos perforados en contratos de asociación

Control de costos impulsa recuperación en resultados financieros



-3.9 USD/BL

Diferencial competitivo de crudo frente a históricos

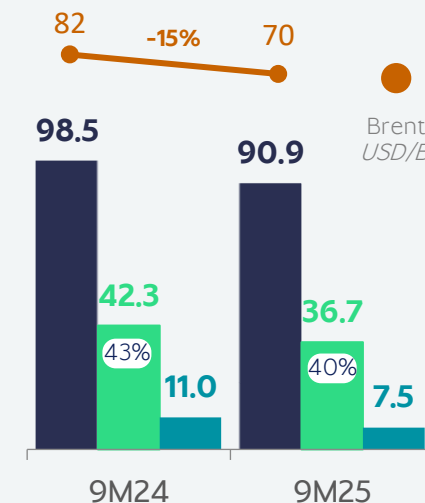
4.1 BCOP

Eficiencias 9M-2025
Cumplimiento anticipado de la meta anual (4 Bcop)

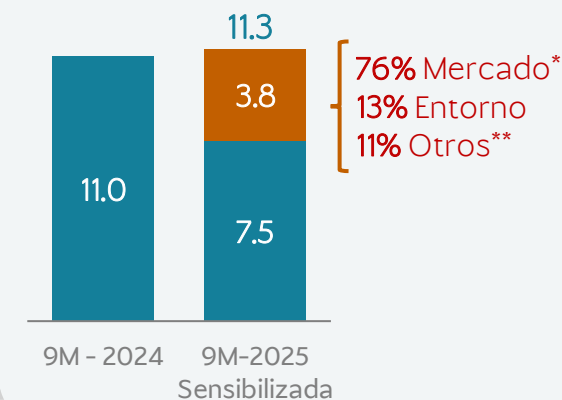
4,179 MUSD

Inversiones 9M-2025
+117 MUSD vs 9M-2024
72% de la meta anual

Cifras Acumuladas Sep - 25



Utilidad Neta sensibilizada por factores externos (BCOP)



Avances en SosTECnibilidad[®] posicionan a Ecopetrol como un gran lugar para trabajar



379
mTCO2e

Reducción emisiones de GEI¹
acumuladas, 55% superior a la
meta (244 mTCO2e)



105
MmCOP

Ahorros por sustitución de fuentes
de energía - 9M25
incluyendo compras a la red de
proyectos específicos de FNCER²



234
MW

FNCER en operación
Inicio Granja Solar La Iguana



321
MmCOP

Inversiones acumuladas en
Desarrollo Territorial Sostenible



Reconocimientos y certificaciones

- **Pacto Global Red Colombia** – Buenas practicas de Desarrollo Sostenible
- **ISO 37001** – Certificación Sistema de Gestión Antisoborno

Great
Place
To
Work.

Nivel “Muy Satisfactorio”
crecimos de 60 a 68 en el
Índice de Ambiente Laboral.
*“Magnífico logro en la gestión del
ambiente laboral” Director GPTW*

Trabajadores tendrán un
miembro en la Junta Directiva
Aprobado en Asamblea
Extraordinaria de Accionistas





Hidrocarburos

Exploración y producción

Actividad exploratoria superior a lo planeado

Pozos exploratorios

8 pozos perforados

Éxito exploratorio:

- Sirius-2 ST2
- Currucutú-1
- Toritos Sur-3

En evaluación:

- Toritos Oeste-1
- Toritos Norte-3
- Matraquero-1

3 Pozos en perforación

- Floreña N-18Y
- Papayuela-1
- Toritos Este-1

2 Pozos perforados en contratos de asociación

- Cosecha GNE-1 (Exitoso)
- Guarilaque West-1 (Falla)

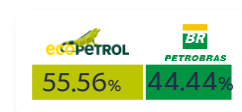
Avance proyecto Sirius



*2024 confirmación potencial. 2025. Pozo Sirius-2ST2 pruebas técnicas

**52% de avance sobre 120 comunidades para línea submarina y cruce de playa

***Primer Gas: 3 años después de obtener todas las licencias ambientales



Comercialidades Toritos y Saltador

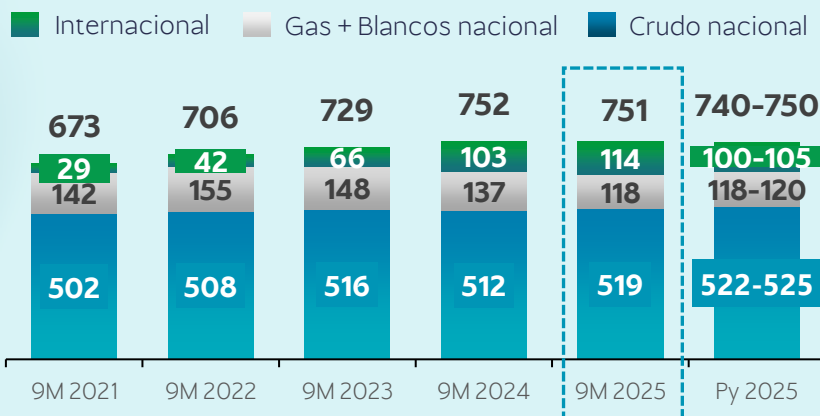
1,900 BPD netos
Producción diaria de 4,600 BPD gross (sep)



4 comercialidades en el año que permiten progresar recursos a desarrollo

Portafolio de producción diversificado que impulsa el cumplimiento de la meta

Producción (KBPED)



+4.4 kbped 2T25 vs 3T25

Gestión efectiva impactos de entorno en Caño Limón

41%

Aporte de recobro mejorado a la producción

915 MBPE

Recursos contingentes (Gross) – Inyección de aire en Chichimene

Potencial mediano y largo plazo

Permian

95 -100 kbped
Proyección 2025

Vs.

90 kbped
Plan

Gas

Floreña UP16

Pozo de desarrollo producción desde el 19 de octubre

Resultados operativos y financieros sólidos en Transporte y Refinación

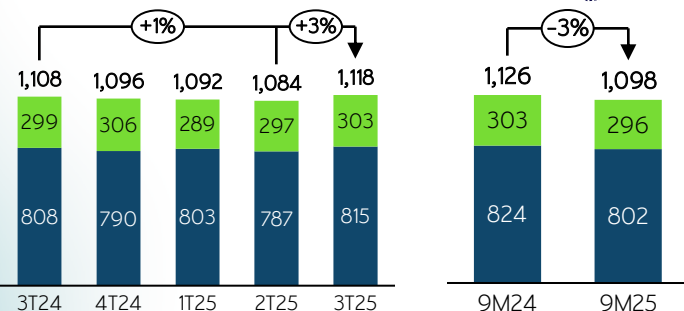
MIDSTREAM

Volumen Transportado (kbd)

■ Productos ■ Crudo

Volumenes de terceros, mayores entregas de Refinerías

~77% - Eventos externos
~23% - Mantenimientos programados en Refinerías



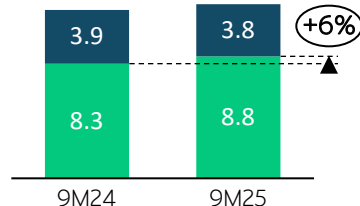
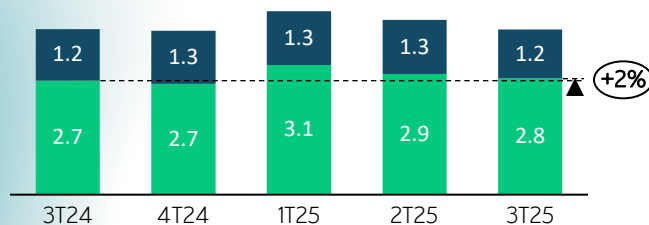
Maximización en el uso de la infraestructura

- **Reversión** sistema Ayacucho- Coveñas L16" para **importación de crudos** a Refinería de B/bermeja
- **Récord histórico** en uso de capacidad de oleoductos: Vasconia-Refinería B/bermeja: 204,6 kbd y Oleoducto de Colombia (ODC): 203 kbd.
- **Reactivación del volumen** transportado por resiliencia operativa

Desempeño Financiero sostenido

■ Utilidad Neta (BCOP) ■ EBITDA (BCOP)

1. Mayor tasa de cambio promedio
2. Operación contingente Caño Limón - Banadia
3. Actualización de tarifas

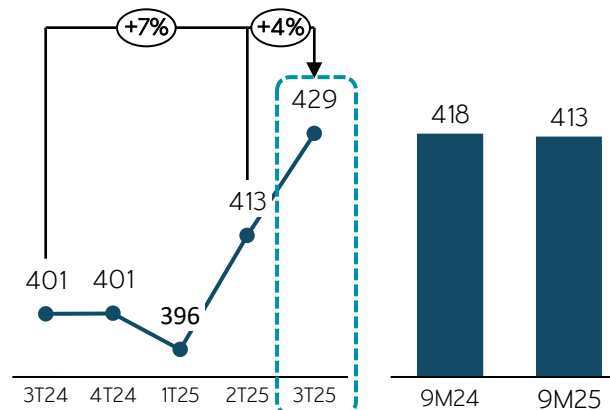


Resultados financieros estables, respaldados por eficiencia operativa y control de costos

DOWNSTREAM

Carga integrada (kbd)

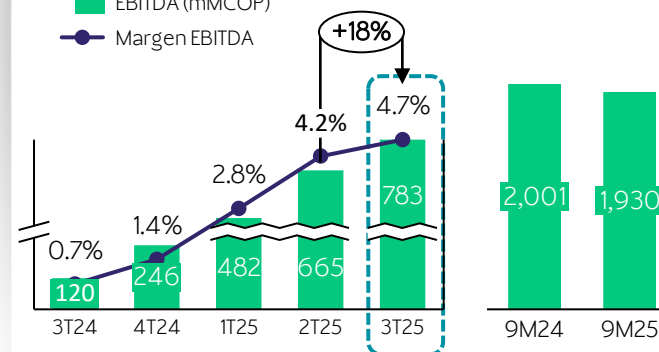
3T25: Segundo trimestre con mayor carga en la historia del segmento impulsado por la culminación de paradas programadas y mejores precios



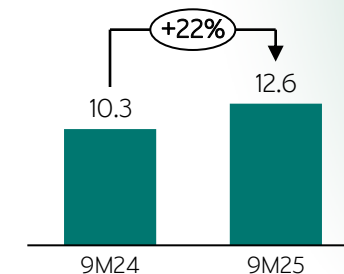
- Avance del 70% en el plan de **recuperación de confiabilidad eléctrica** en la Refinería de Cartagena
- **Combustibles más limpios**: diésel marino con 2% de biodiesel

Repunte en desempeño Financiero

■ EBITDA (mMCOPI) ● Margen EBITDA



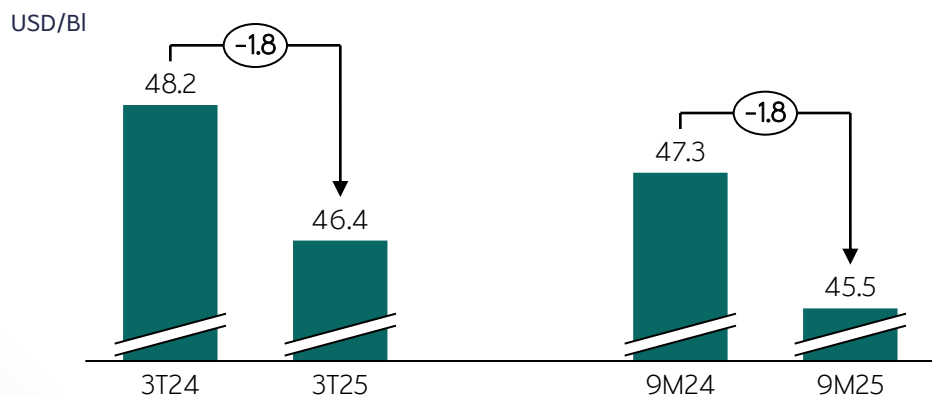
Margen Bruto Refinación (USD/BI)



EBITDA con tendencia creciente, reflejando eficiencia en costos y mayor estabilidad operativa

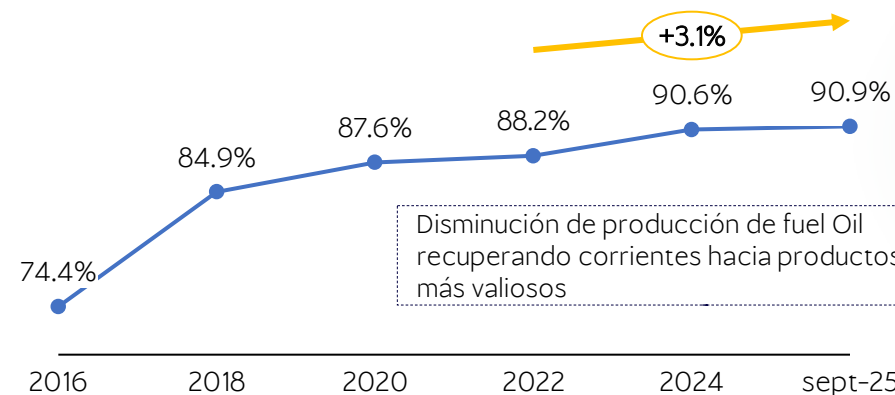
La eficiencia operativa impulsa la maximización del valor y mitiga las presiones en costos

Costo Total Unitario Hidrocarburos*



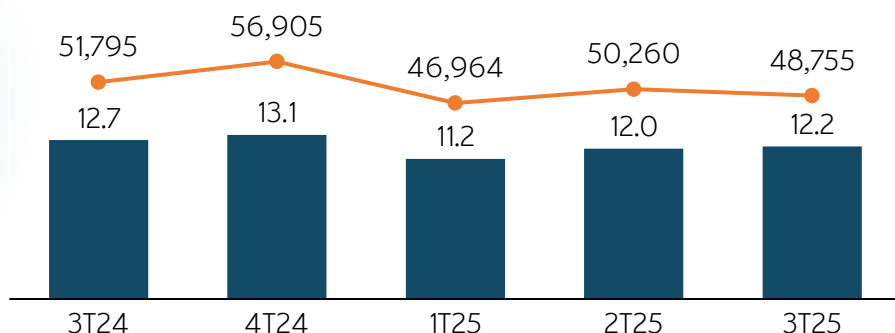
Maximizando el valor en refinación

Índice de conversión en la Refinería de B/bermeja %



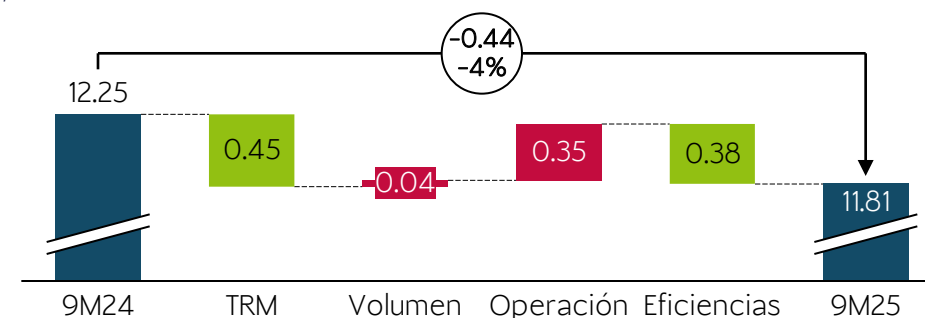
Costo de Levantamiento

■ Costo Levantamiento USD/BI — Costo Levantamiento COP/BI



Las eficiencias aportaron 0.38 USD/BI a la reducción del costo

USD/BI



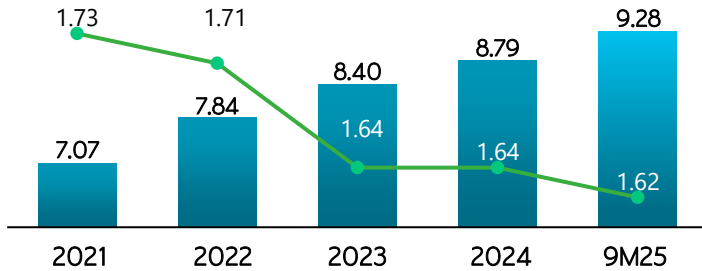
Eficiencias y costos

Optimización operativa de costos e inversiones

Gestión de costos

Gestión energética eficiente (21% Costo de levantamiento)

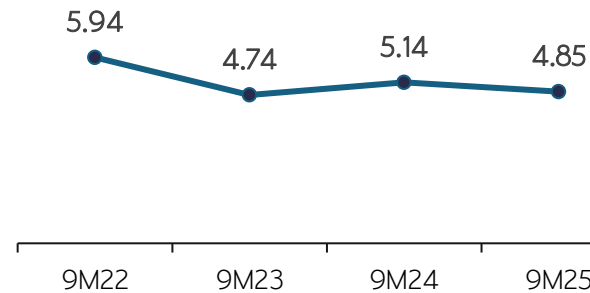
■ Fluidos Totales por día promedio año (MBFED)
■ Intensidad energética (kWh/MBFE)



Eficiencia energética: Procesos más eficientes en consumo energético
Cambio de tecnología: (e.g. masificación de motores de imanes permanentes)

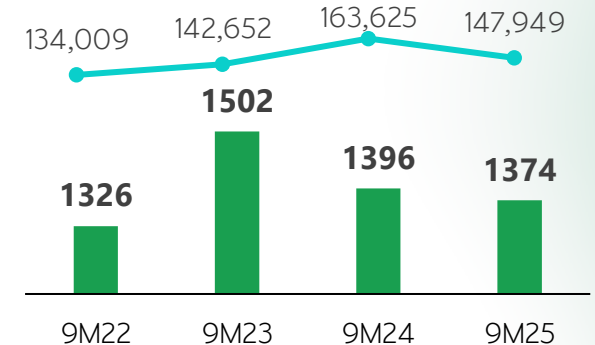
Gestión de dilución eficiente

Costo de dilución
USD/BI



Gestión de subsuelo eficiente (13% Costo de levantamiento)

■ # de mantenimientos (Well services)
■ Costo promedio por intervención (USD)



Gestión de inversiones

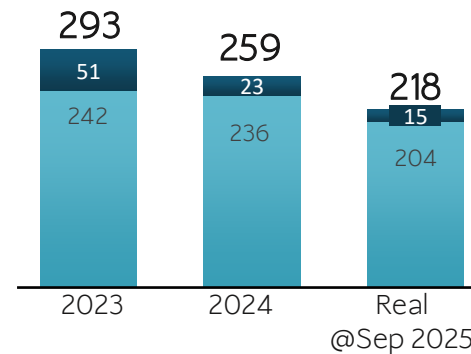
Sinergias operativas entre facilidades



- Estación Orotoy: Facilidad multicampo
- Proyecto Frontera para mantener inyección agua en pozos de Akacías y Chichimene
- Aprovechamiento oleoducto CPO09 y Chichimene

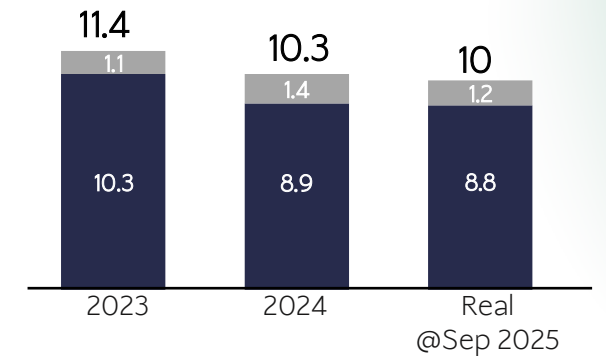
Costo por pie perforado* (USD/FT)

■ CPP Operacional ■ Impactos Ext



Tiempos promedio perforación* (Días)

■ Tiempo Operacional ■ Impactos Ext

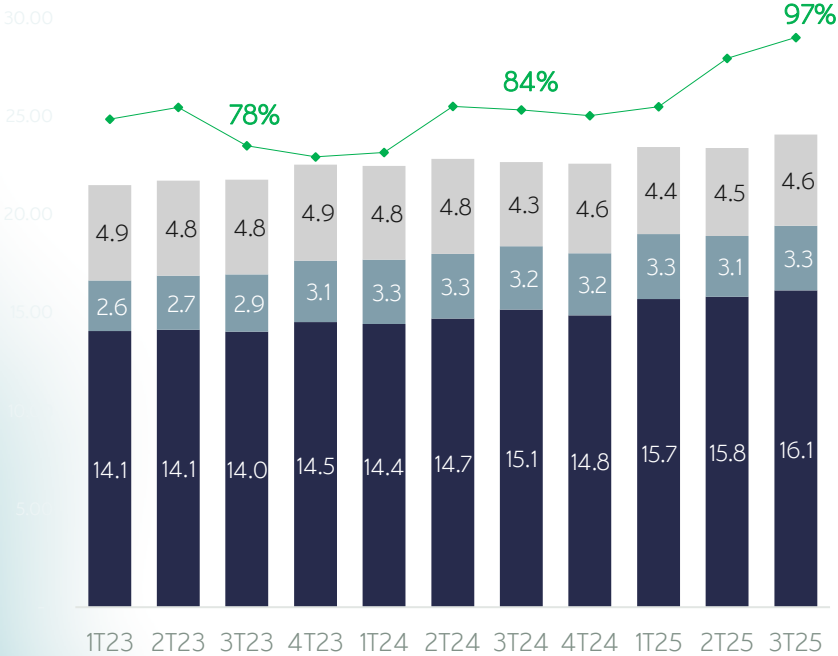




Energías para la Transición

Reducimos el costo unitario de suministro para atender la demanda creciente de la línea de hidrocarburos e incorporamos mayor capacidad de FNCER¹ en operación

Demanda eléctrica trimestral por segmentos (GWh-día)



Demanda total (GWh-día)

21.8

22.7

24.1

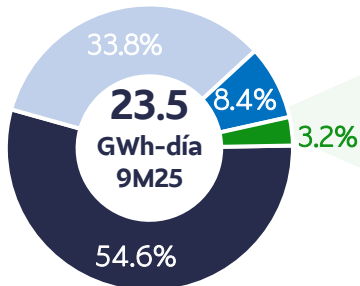
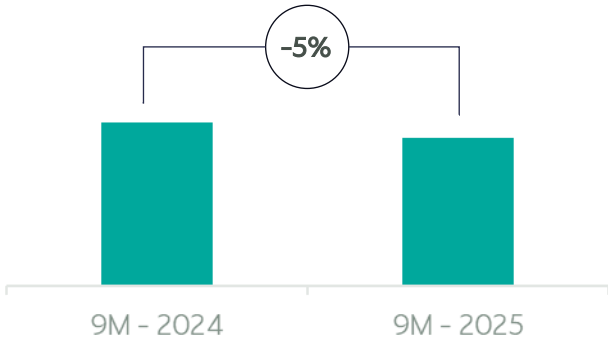
Upstream

Midstream

Downstream

Cobertura autogeneración + contratos

Costo unitario suministro eléctrico GE² (COP/kWh)



- Autogeneración convencional
- Contratos
- Bolsa
- Autogeneración FNCER

Capacidad FNCER en operación 9M-2025

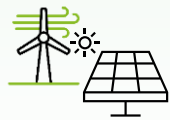
	Capacidad (MW)	Centro(s) de consumo
Solar	103.2	Campos de Producción
	96.8	Estaciones de Bombeo Midstream
	4	Refinería Cartagena
La Iguana (ECP) (energización en sep -25)	26.1	Refinería Barrancabermeja
Cantayús (PCH)	4.3	Estaciones de Bombeo Midstream

Total portafolio en operación: 234 MW

Total portafolio renovables³: 630 MW

41.7 mMCOP⁴ en ahorros en 9M-2025

Desarrollo proyectos Inorgánicos



Windpeshi
Jul-25 cierre transacción
3T25 - ingeniería y gestión territorial
Adquisición Portafolio
Proyectos solares: ~0.6 GW⁵

1. Fuentes No Convencionales de Energía Renovable; 2. No Incluye costos de Infraestructura propia (T&D). Datos consolidados GE (Upstream, GRB, GRC, Cenit, ODL, ODC, Ocesa, Esenttia).
3. El portafolio de renovables está compuesto por proyectos en operación, construcción, ejecución y compras en el SIN. 4. 105 mMCOP , incluyendo compras a la red de proyectos específicos de FNCER 5. Adquisición proyectos solares acuerdo con Statkraft European Wind and Solar Holding

Continuamos aportando a la seguridad energética de Colombia con la oferta de gas natural y GLP y avanzamos en los planes de Hidrógeno

Comercialización de gas y opcionalidad

249

GBTUD
x 6 años

Comercialización Conjunta Gas Natural Proyecto Sirius

Ecopetrol y Petrobras – Firma de contratos hasta dic 2025

La producción total de Sirius (~470 MPCD) representa cerca del 50% de la demanda¹

Fecha de entrada estimada del gas 2030²

110

GBTUD

Apertura proceso de contratación vinculante

Servicio de logística integral y regasificación en Coveñas

inicio 14 oct 2025 – cierre estimado ene 2026

Capacidad operativa hasta 400 GBTUD

71

GBTUD
liberados

Plan de contingencia de Ecopetrol

Asignación gas al mercado durante mantenimiento de SPEC, evitando racionamiento de gas en el país

37 – 43 GBTUD promedio contratados y entregados entre el 10 – 16 oct 2025

24–11

GBTUD
3 años

Comercialización Campo Floreña

Primera fase, representa al 2% demanda 2026¹
dic 2025 a nov 2028

10.8

Kbped
+28,000 Ton/mes

Comercialización de GLP

Entregas
sep 2025 – feb 2026

Autoconsumos gas natural -12%
vs. Proyección al 9M-25

Producción gas y GLP 160,7 kbped
vs. 172,5 @sep2024

EBITDA Gas y GLP

2,294 mMCOP
(+6%)

vs. 2,165 mMCOP @sep2024

1. Demanda nacional proyectada por la UPME 2. Sujeto a la obtención de licencias y permisos requeridos

Inicio construcción proyecto Coral: La planta de hidrógeno verde con tecnología PEM más grande en LATAM al 2026

Tecnología PEM (*Proton Exchange Membrane*)

5

MW

800

Ton/año

Producción de
H2 verde

»

-7.7

kTon CO2e/año

Descarbonización

Avance General 55%



Innovación en SosTECnibilidad®



Aplicación de IA³ en O&M⁴

100% Instalación con mano de obra local

100% equipos OSBL⁵ fabricados en Colombia

3. Inteligencia Artificial 4. Operación y Mantenimiento
5. Outside Battery Limits

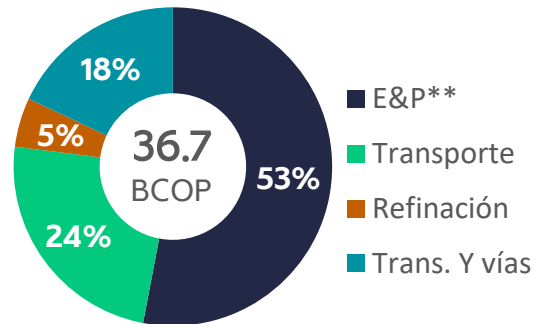
Desempeño Financiero

Niveles de producción sostenidos y programa de eficiencias compensan menor nivel de Brent y TRM

Resultados financieros 3T-2025

EBITDA \$12.3 BCOP	Margen EBITDA 41%	Utilidad Neta \$2.6 BCOP
+11% vs 2T25 -12% vs 3T24	+4pp* vs 2T25 +1pp vs 3T24	+42% vs 2T25 -30% vs 3T24

EBITDA 9M-2025



Cobertura natural de nuestras operaciones. El 42% del EBITDA proviene de la diversificación de negocios.

Transmisión y Vías

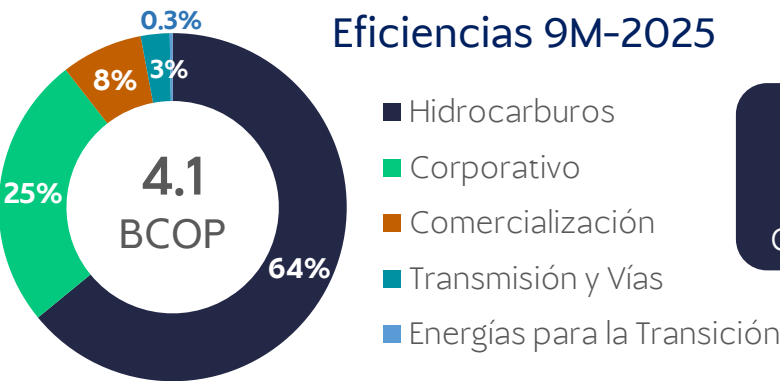
EBITDA 3T25 \$2.5 BCOP	Utilidad Neta 3T25 \$0.2 BCOP	Ingresos extraordinarios en 2024 vs egresos en 2025
+52% vs 2T25 -18% vs 3T24	+234% vs 2T25 -37% vs 3T24	

Programa de rentabilización y eficiencias

Enfoque en contención de costos a partir de esfuerzos en:

Costos transversales Mantenimiento Energía Cadena Logística

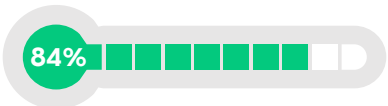
Eficiencias 9M-2025



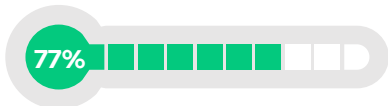
+40%
vs la meta del periodo

Avance en medidas de gestión

Meta OPEX
\$1 BCOP



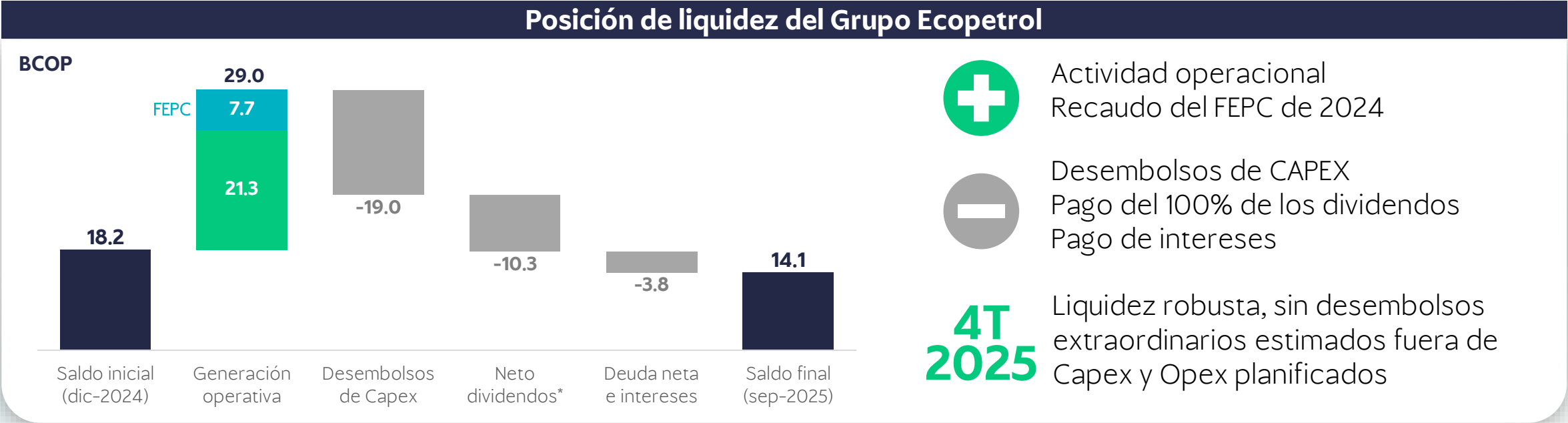
Meta CAPEX
\$500 MUSD



Avances en captura de recursos de intervención

* PP: Puntos Porcentuales **Incluye gas

Nivel de liquidez respalda la resiliencia financiera



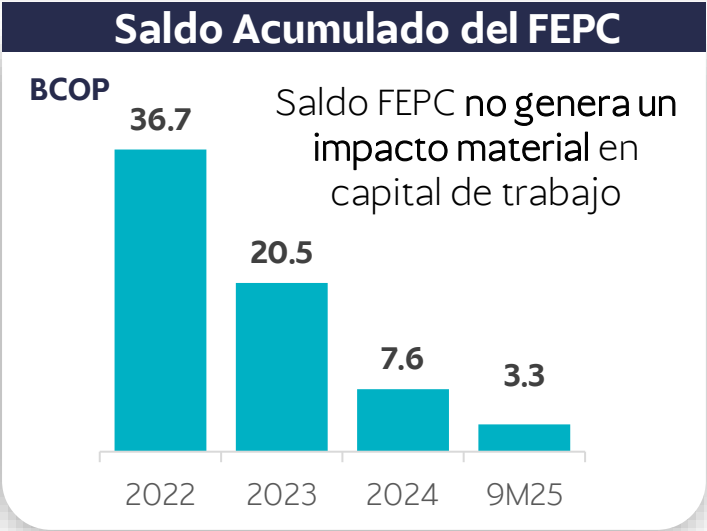
Saldos a favor de impuestos

\$5.2 BCOP
Total compensado 9M25

\$7.0 BCOP

Total saldos a favor netos 9M25

Saldos de Ecopetrol S.A. y Refinería de Cartagena



Gestión de capital de trabajo

Meta **\$2 BCOP**

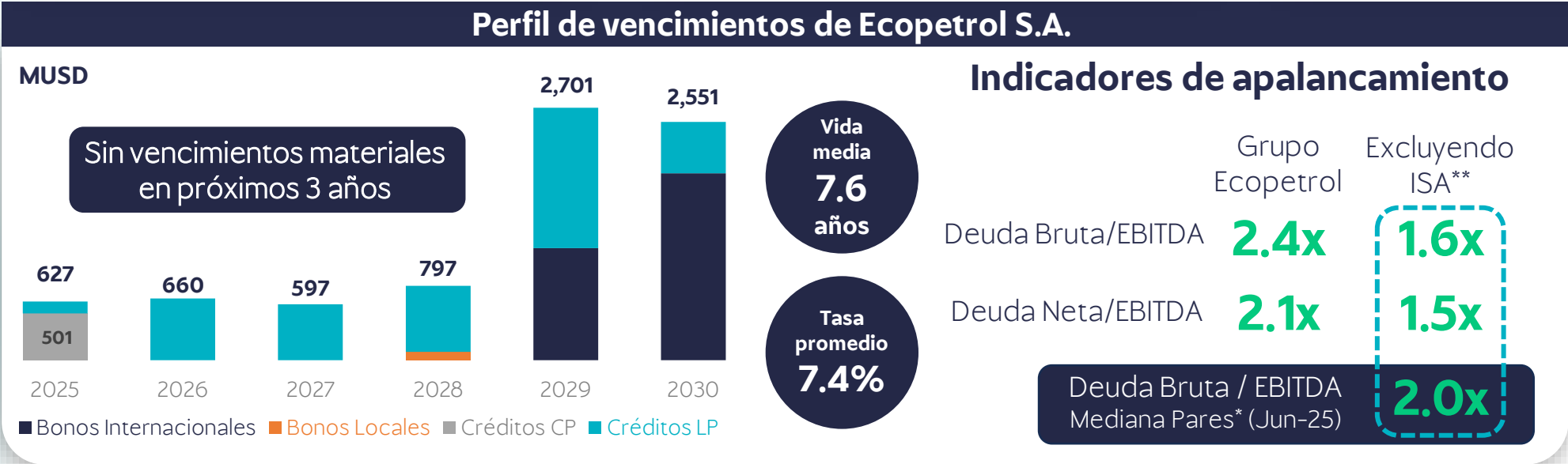
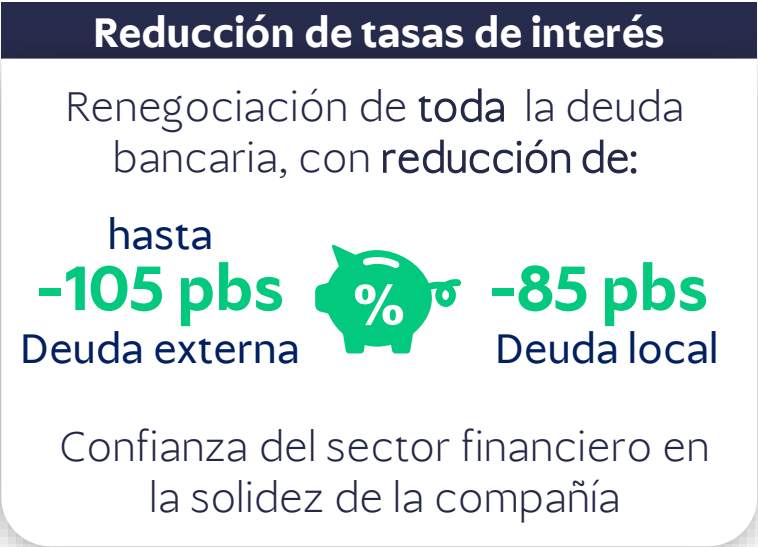
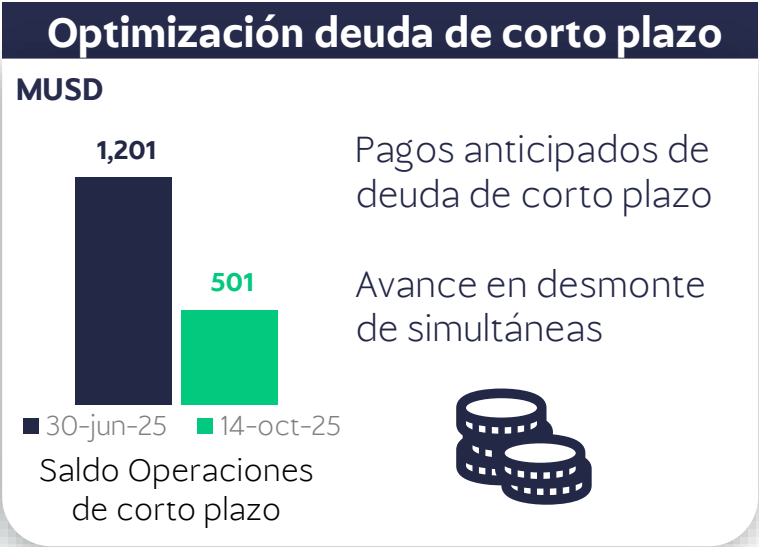
80%

Coberturas Cambiarias

En el 3T-2025 se cubrieron entre un 11% y 15% de los ingresos en dólares

*Pago a accionistas de Ecopetrol: 8.8 BCOP y pagos de filiales a accionistas no controlantes: 1.5 BCOP

Gestión integral de la estrategia de financiamiento

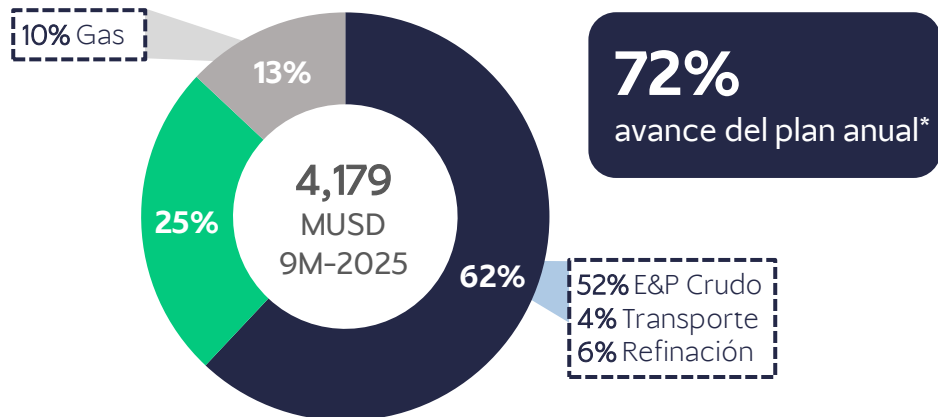


Fitch ratifica calificación global en BB+ e individual en bbb- destacando el sólido perfil financiero



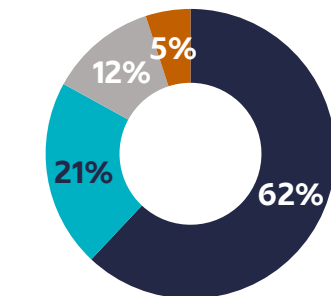
Inversiones estratégicas para el crecimiento y la sostenibilidad

Plan de Inversiones 9M-2025

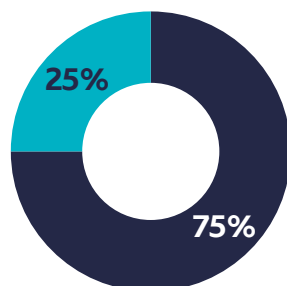


■ Hidrocarburos
■ Transmisión y vías
■ Energías para la transición

Ejecución enfocada en mantener la **cadena de valor doméstica** y generación de **valor futuro**.

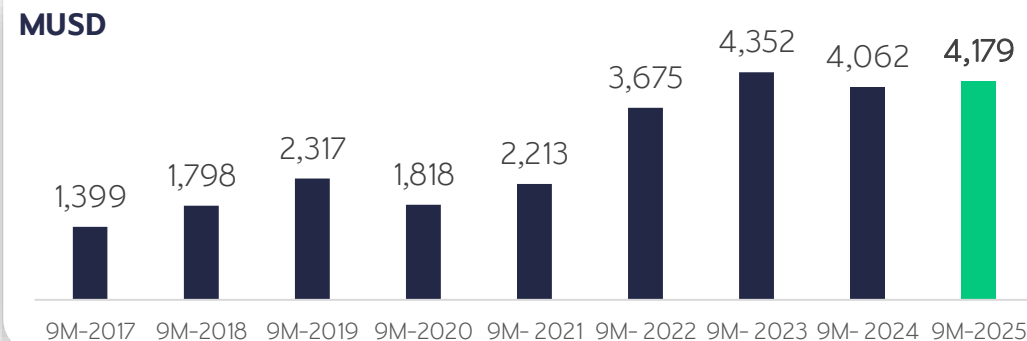


■ Colombia ■ Brasil
■ EEUU ■ Otros



■ Crecimiento**
■ Mantenimiento

Inversiones históricas



Flexibilidad en intervención de CapEx



Meta adicional: 500 MUSD

77%

Bases plan financiero 2026

- Costo de levantamiento < 12 USD/BI
- Foco en **salvaguardar la caja**
- Métricas de deuda **saludables**
Deuda Bruta/EBITDA < 2.5 veces
- Nuevos focos de **eficiencias**
- Estricta **disciplina de capital**

*72% del rango bajo del plan anual (5,800 MUSD). **Las oportunidades de crecimiento permiten aumentar el valor de los activos.

Para concluir...

Avanzamos en el cumplimiento de metas plan 2025

Operativos



751
kbde

Producción

Meta 740 a 750 kbde



+10
Pozos

Exploración

Meta: 10 Pozos



413
kbd

Cargas

Meta: 415 a 420 kbd

Financieros



40%

Margen Ebitda

Meta 39%



4.1
BCOP

Eficiencias

Meta: 5 BCOP



4.2
BUSD

Inversiones

Meta: 5.8 a 6.8
BUSD

Nuestro foco será

- Continuar maximizando eficiencias y reducción de costos
- Fortalecer el negocio tradicional como fuente de generación de recursos para la transición energética
- Garantizar la seguridad energética del país generando rentabilidad a nuestros accionistas
- Avanzar en técnicas de recobro para ampliar nuestro portafolio de reservas

Preguntas y Respuestas

