ANALYST DAY

Villavicencio, 22-23 octubre 2025

ecopetrol

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.

Hidrocarburos

ecopetrol GROUP

Introducción- Línea de Hidrocarburos

740-750 kbped

Producción 2025

87% Nacional
13% Internacional

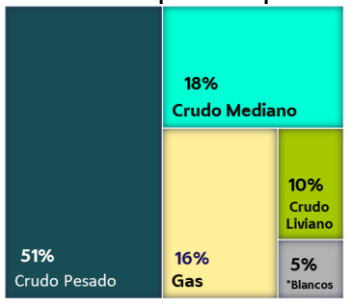
PRINCIPALES ACTIVOS EN COLOMBIA QUE REPRESENTAN EL 39% DE LA PRODUCCIÓN GE

Datos IS 2025

TOTAL	CASTILLA	RUBIALES
295 KBPED, 39% Participación	97 KBPED, 13% Participación	93 KBPED, 12% Participación
	CHICHIMENE	**PIEDEMONTE**
	60 KBPED, 8% Participación	45 KBPED, 6% Participación

Upstream y Midstream

Upstream:
+ 350 campos de producción en Colombia



En Colombia,

- **40%** del crudo tiene destino Refinería.
- **60%** es exportado y vendido en mezclas
  - Castilla Blend, Apiay Blend, Mares Blend y Oriente/Napo.
- **100%** gas consumo País

Transporte y Logistica

Midstream:
- ✓ 5.000 Km de oleoductos
- ✓ 3.700 Km de poliductos

Refinación

Downstream:
- ✓ 2 Refinerías mayores: capacidad total 450 KBD
- ✓ 5 Puertos para logística de crudos y productos

Comercialización

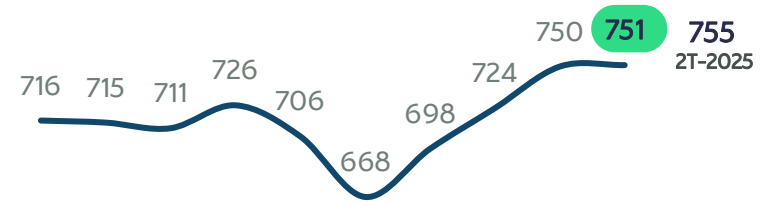
Comercialización:
- ✓ Singapur
- ✓ EUST

Nuestra energía

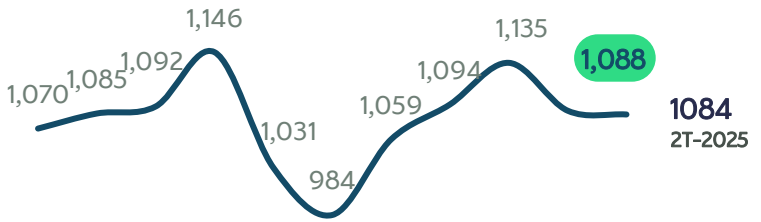
Resiliencia de la cadena y crecimiento del negocio tradicional

Fortalecimiento de la operación

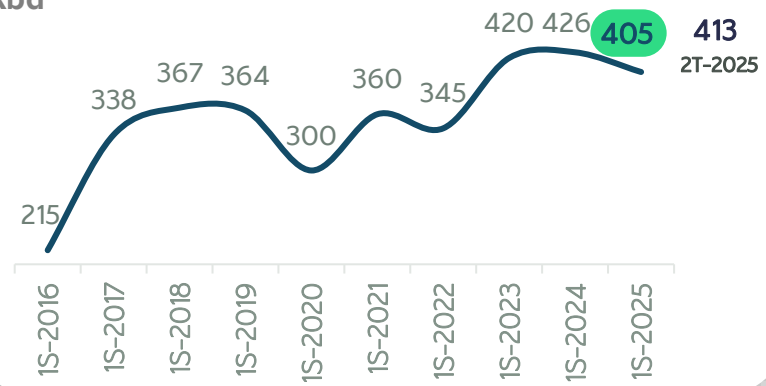
Producción
kbped



Transporte
kbd



Refinación
kbd



1S: Primer Semestre. 2T: Segundo Trimestre

Mensajes clave 2T 2025

Exploración, Desarrollo y Producción

751 kbped
Máxima producción en los últimos 9 años
2025: 740-750 kbped

- Mayor producción impulsada por Caño Sur, CPO-09 y Permian, continúa tendencia creciente de los últimos 4 años
- Declaración comercial de Lorito (la más grande en la última década)
- Avances portafolio exploratorio offshore: Papayuela

Transporte

1,088 kbd
Volumen transportado
2025: 1,100-1,110 kbd

- Regasificación: se habilita la importación de gas natural con infraestructura offshore de Cenit en Coveñas.

Refinación

405 kbd
Carga refinación
2025: 415-419 kbd

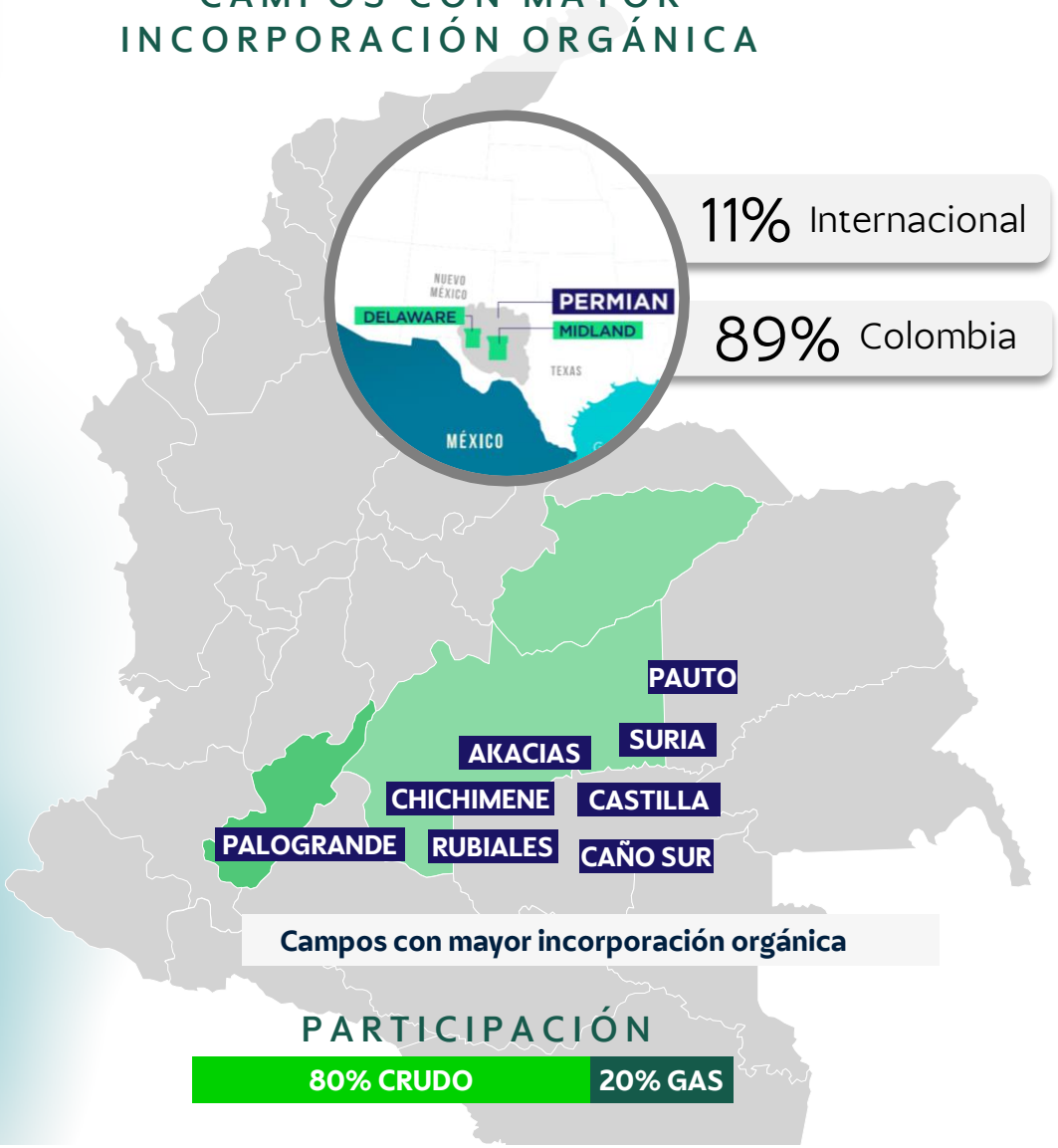
- Finalización de mantenimientos mayores en refinerías: operación disponible para capturar mejores márgenes
- Por primera vez en Colombia, Ecopetrol comercializó gas natural importado de largo plazo (bloque de 60 GBTUD por 5 años)

Upstream

Balance de reservas estables durante los últimos 6 años

Con las reservas de crudo más altas de los últimos 9 años

CAMPOS CON MAYOR INCORPORACIÓN ORGÁNICA



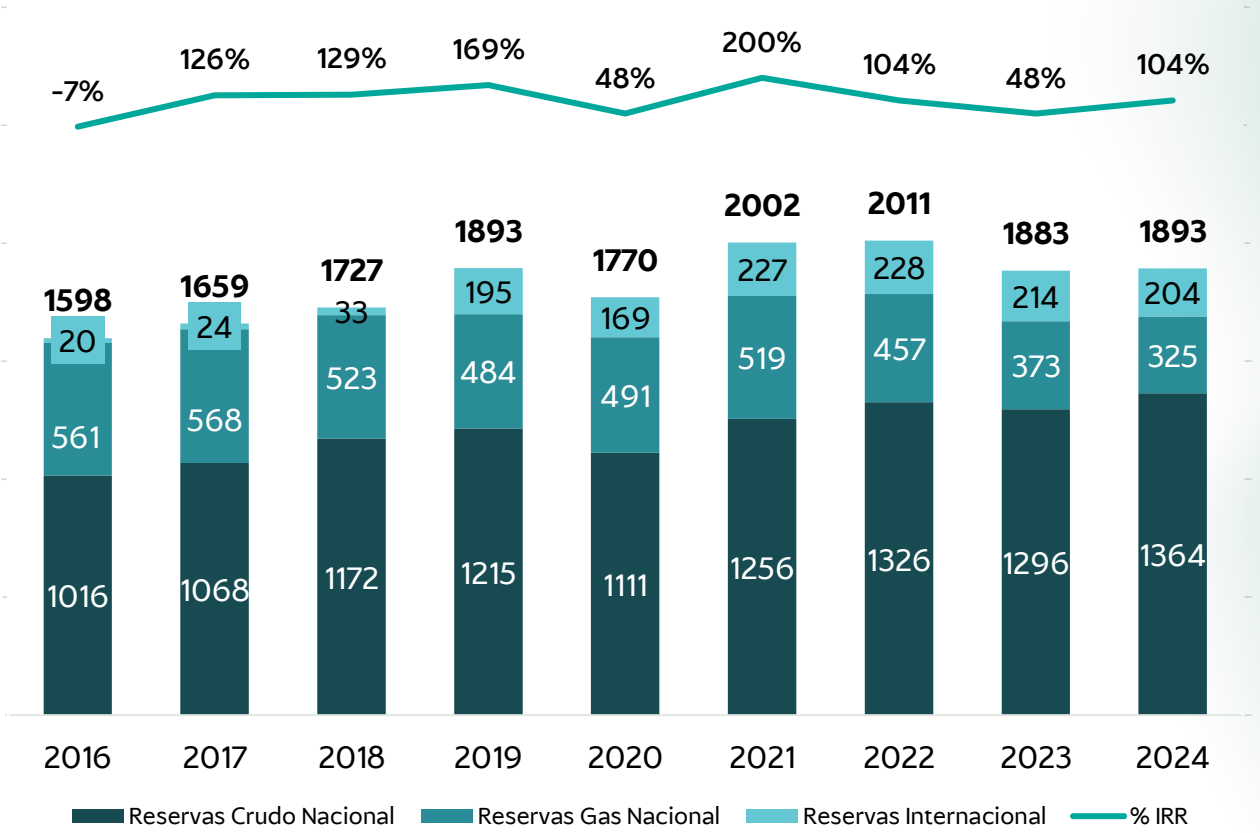
11% Internacional

89% Colombia

Campos con mayor incorporación orgánica

PARTICIPACIÓN

HISTÓRICO DE RESERVAS



MBPE: Millones de barriles de petróleo equivalentes | IRR: índice de reemplazo de reservas | TPC: Tera pies cúbicos

Principales apuestas para la incorporación de reservas y producción

Campos actuales – Primaria

Campos actuales - Secundaria

Iny. Agua / Iny. Gas

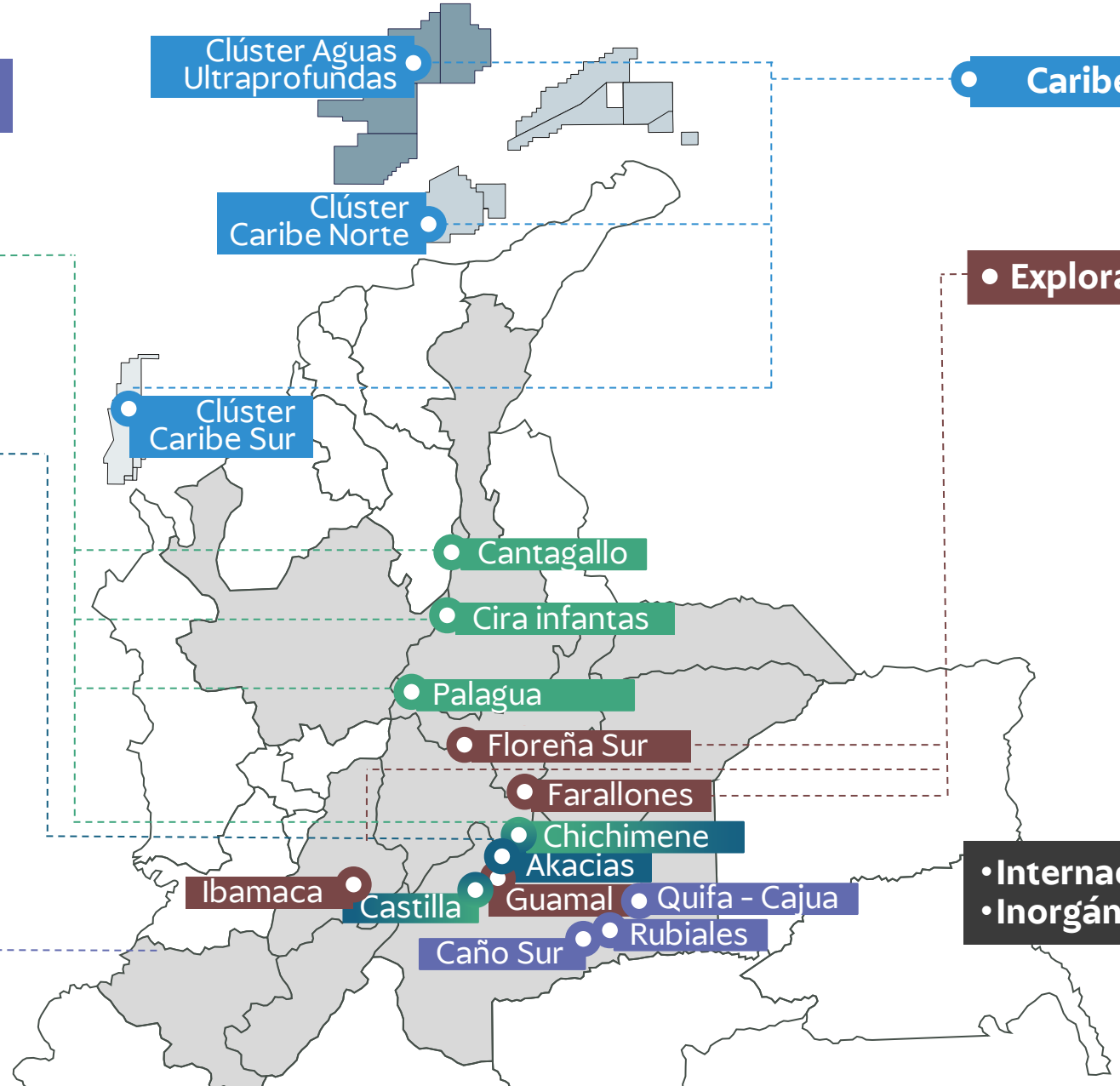
Campos actuales - Terciaria

Iny. Quimico / CIS

Factor de recobro

19%	14%
Colombia	**GE**

El promedio mundial del factor de recobro es del 35% según ANP (Brasil)

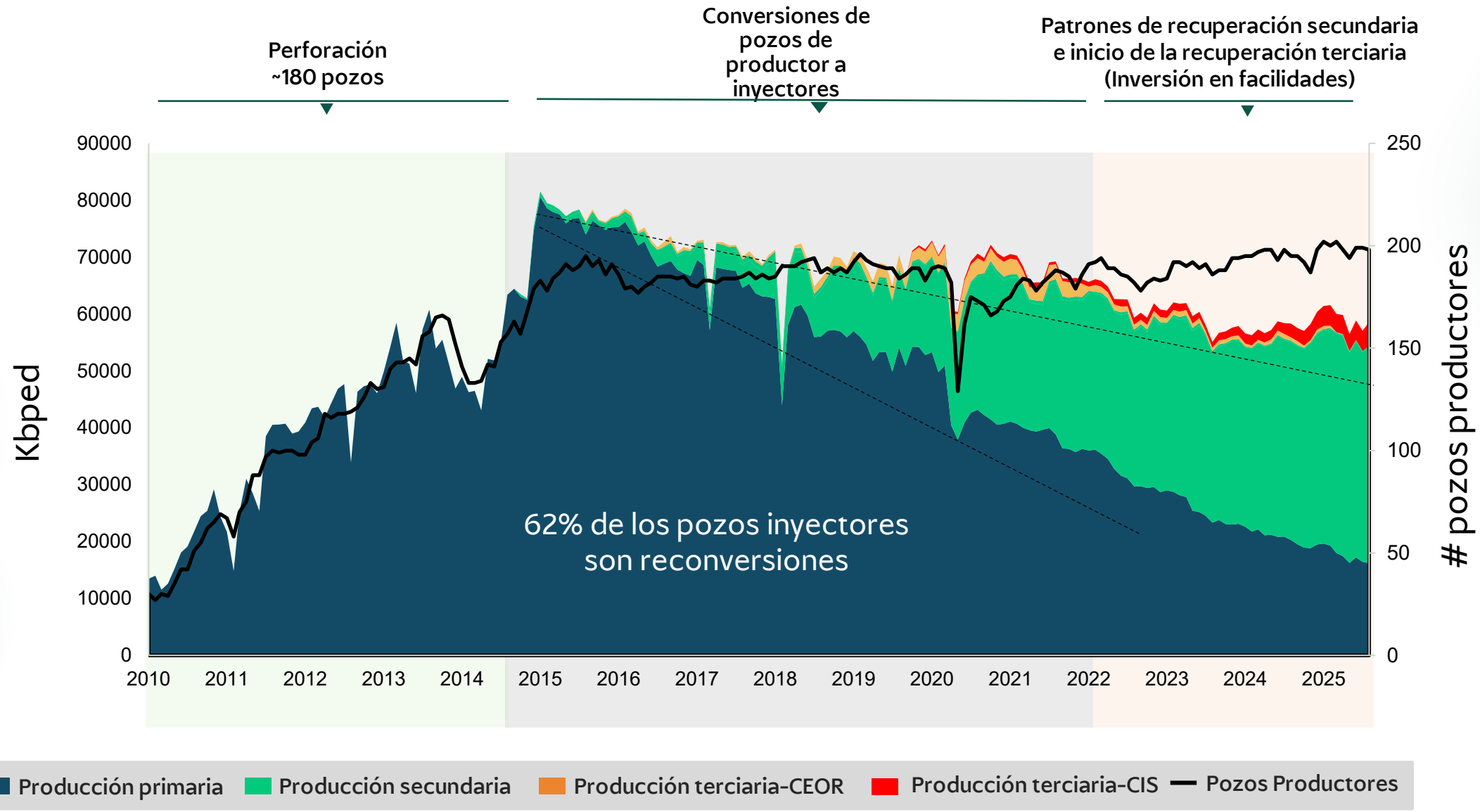


Caribe Costa Afuera

- **Exploración Onshore**

- **Internacional**
- **Inorgánico y dilución**

Campo Chichimene, ejemplo de implementación de técnicas de recobro



Inyección de aire en Chichimene

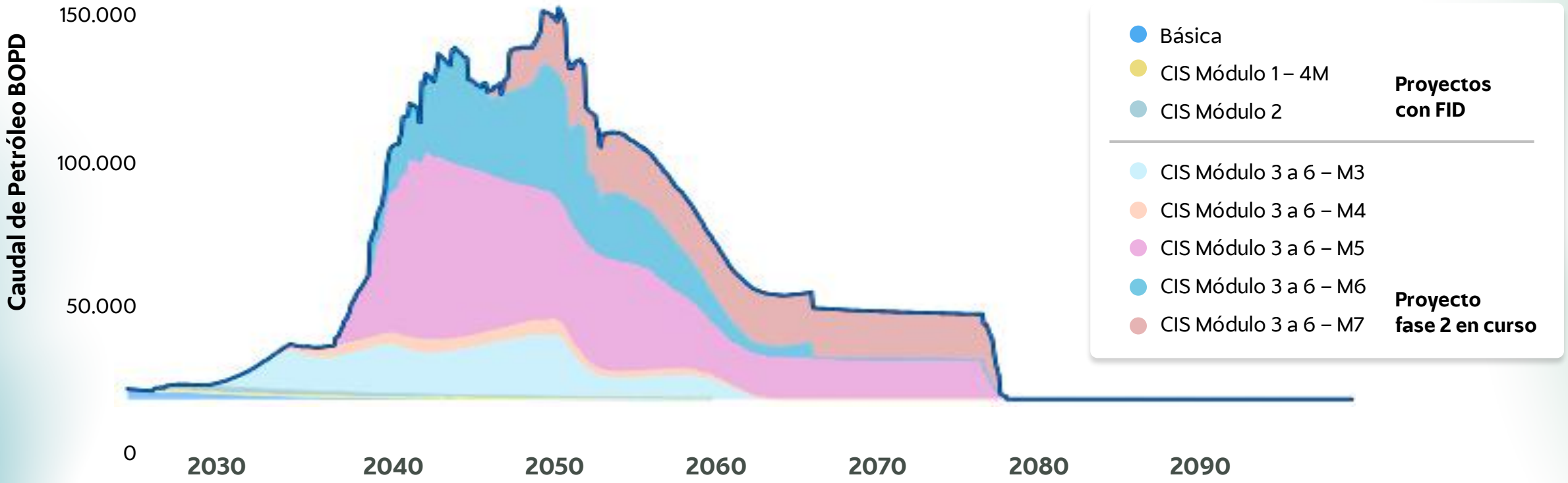
3,1 MBPE
Producción incremental CIS
(Sep 19 a Ago 25)

915 MBPE
Recursos contingentes (3C) incorporados (Gross)

50%
Factor potencial de recobro

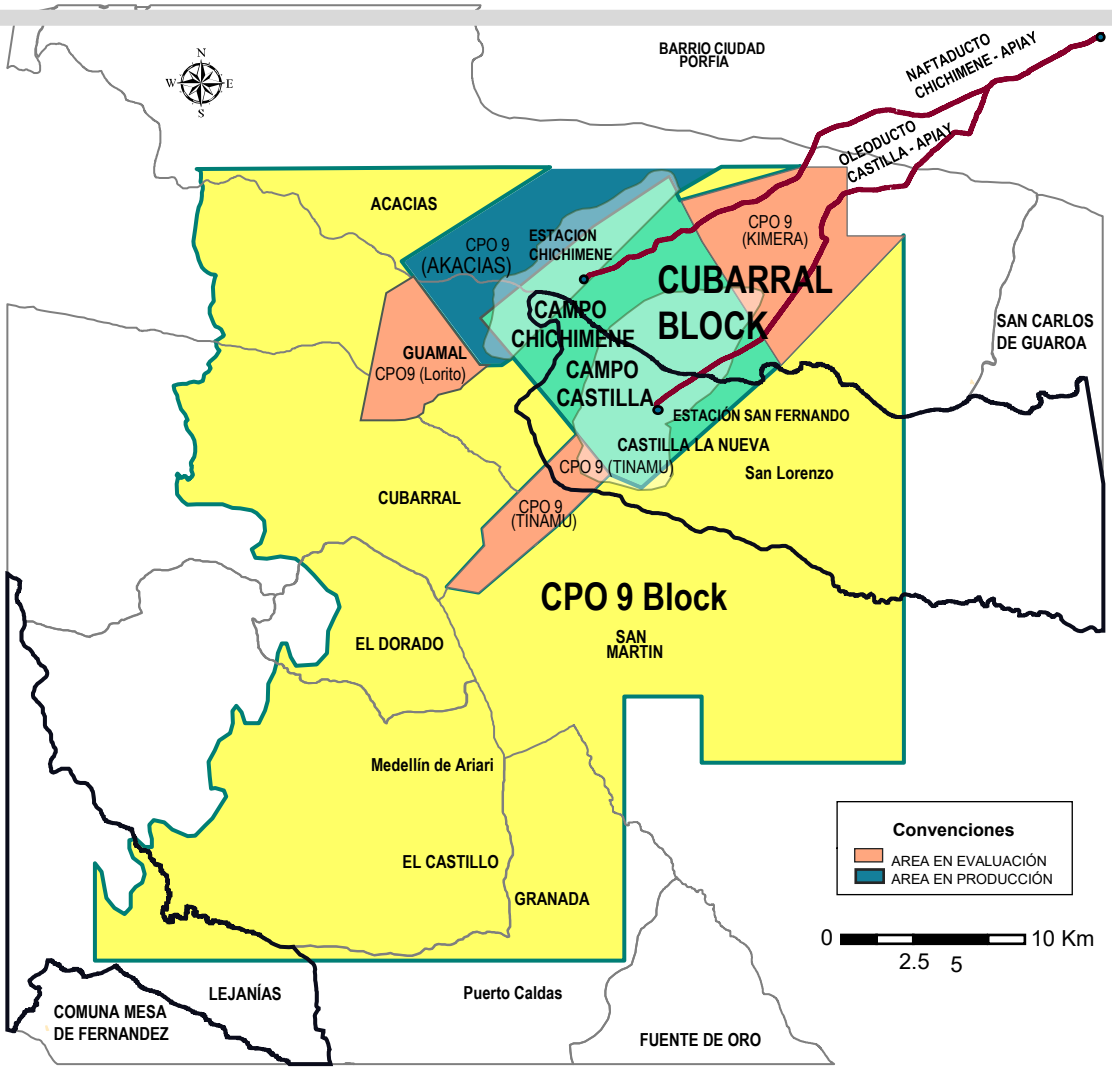
54-57 USD/Bl
Punto de equilíbrio módulo 1-2 (VPN=0)

34-40 USD/Bl
Punto de equilíbrio módulo 3 -6 (VPN=0)



FR 30-06-2025	FR proyectado primaria	FR proyectado secundaria	FR proyectado terciaria - CIS	FR Total
10.1%	1.04% 33-11 MBLS	9.4% 300.7 MBLS	28.7% 919.7 MBLS	49.3% 1576.3 MBLS

Bloque CPO-9


BARRIO CIUDAD PORFIA
NAFTADUCTO CHICHIMENE - APIAY
OLEODUCTO CASTILLA - APIAY
ACACIAS
CPO 9 (AKACIAS)
ESTACION CHICHIMENE
CPO 9 (KIMERA)
CUBARRAL BLOCK
CAMPO CHICHIMENE
CAMPO CASTILLA
SAN CARLOS DE GUAROA
GUAMAL
CPO9 (Lorito)
ESTACIÓN SAN FERNANDO
CASTILLA LA NUEVA
CPO 9 (TINAMU)
San Lorenzo
CUBARRAL
CPO 9 (TINAMU)
CPO 9 Block
EL DORADO
SAN MARTIN
Medellín de Ariari
EL CASTILLO
GRANADA
Convenciones
AREA EN EVALUACIÓN
AREA EN PRODUCCIÓN
0
10 Km
2.5
5
LEJANÍAS
Puerto Caldas
COMUNA MESA DE FERNANDEZ
FUENTE DE ORO

Progresando descubrimientos a desarrollo - Offshore

Retos y habilitadores

- Coordinación con instituciones para cumplir con los cronogramas de licencias ambientales y consultas previas
- Solución para el esquema de evacuación de gas en tierra y conexión con centros de consumo
- Ajustes al marco regulatorio para la comercialización de gas

SIRIUS **~1.053 MBPE**
6 TCF
Volumén Original "in-situ"

470 MPCD
Plateau de producción
10 years

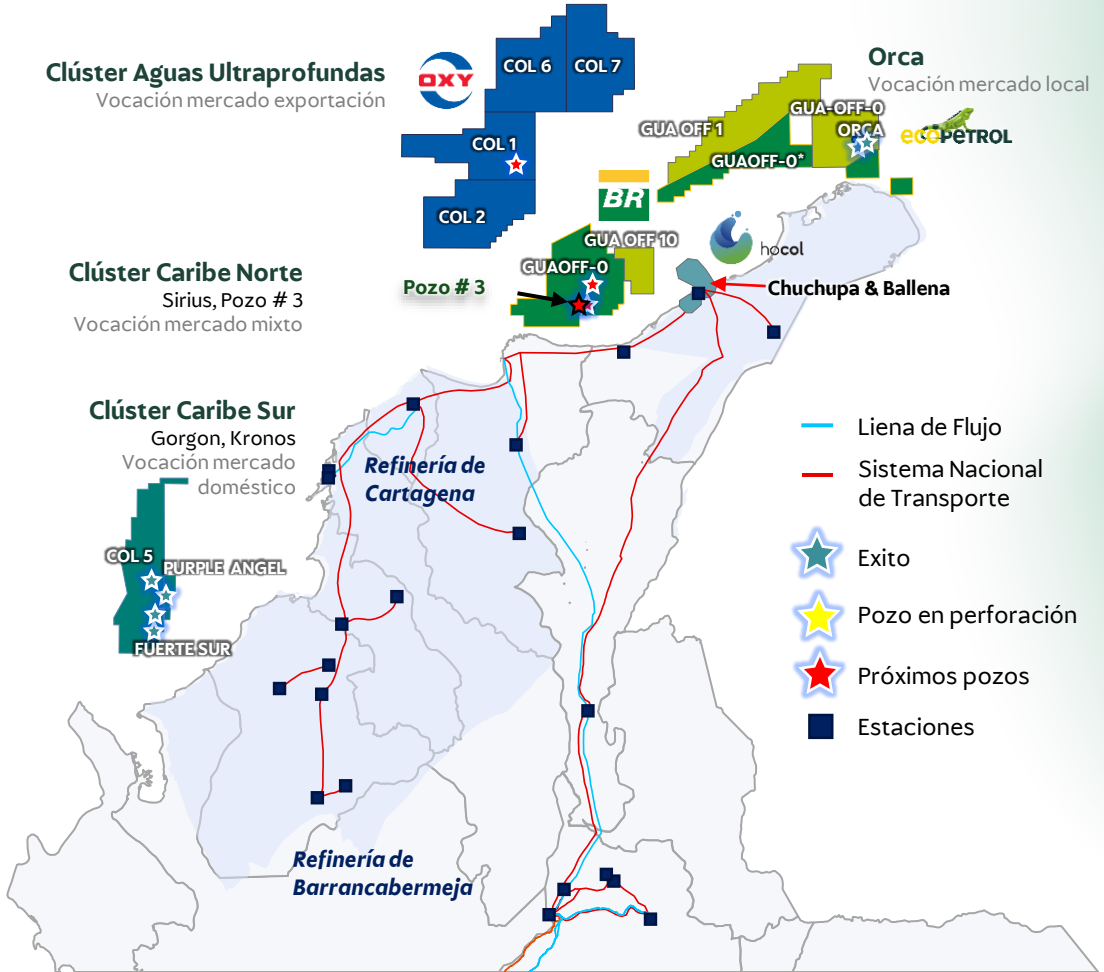
Sirius-2ST
Pruebas de formación comprobó buena productividad

Ecopetrol ha simplificado los procesos para acelerar el tiempo de comercialización

Todos los volumes mostrados son Gross.
*Sujeto a procesos de licenciamiento y consulta previa

~ 13.158 MBPE
(~ 75 TCF)
Potencial de recursos prospectivos (Volumen Gross)

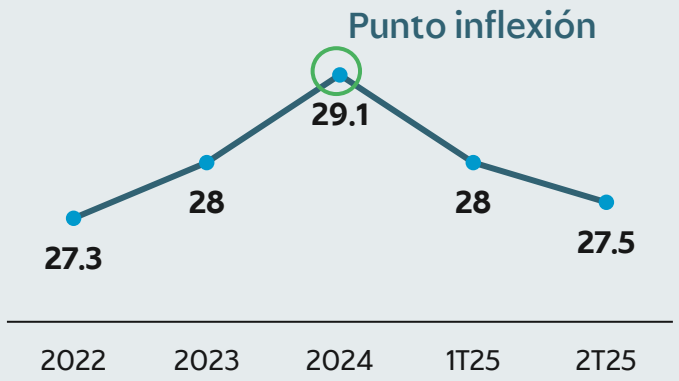
~ 1.053 – 2.105 MBPE
(6 -12 TCF)
Volumen Descubierto recuperable (Gross)



2025: Año de inflexión en la tendencia de los costos

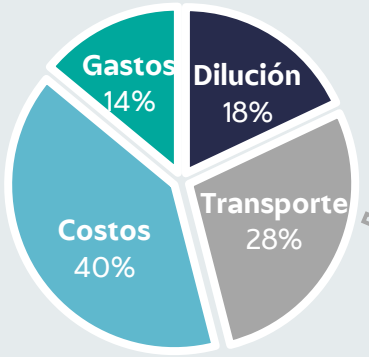
Costo Total Upstream por barril

USD/Bl



Participación

Costo total Upstream

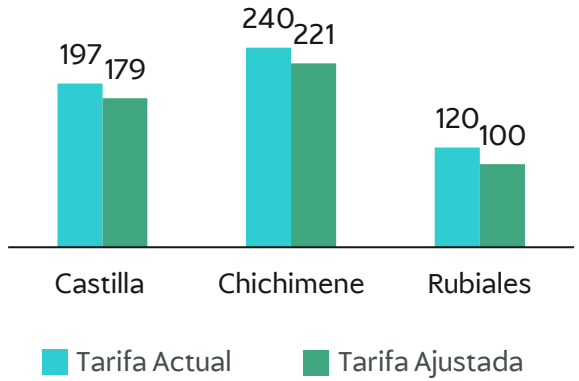


Pareto intersegmentos (Oleoductos CENIT)

Gestión de subsuelo eficiente

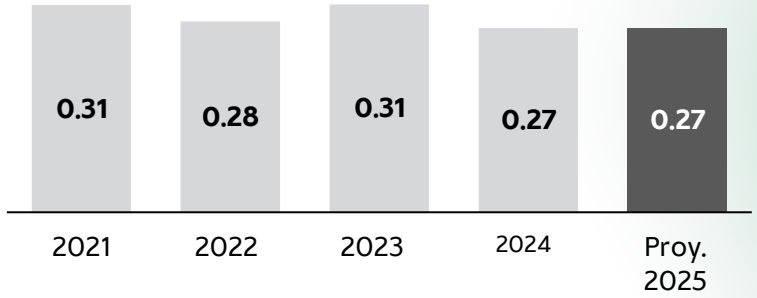
Sistema levantamiento artificial

BES (KUSD)



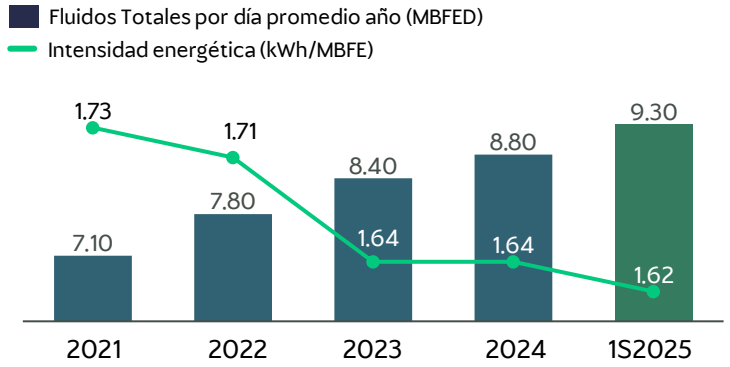
Índice de Falla

$$IF = \frac{\#\ Fallas\ en\ los\ últimos\ 12\ mes\ (acumulado)}{\#\ Pozos\ Activos\ promedio\ en\ los\ último\ 12\ meses}$$



BES = Bombeo Electrosumergible
BCP = Bombeo Cavidad progresiva

Gestión energética eficiente (21% LC)

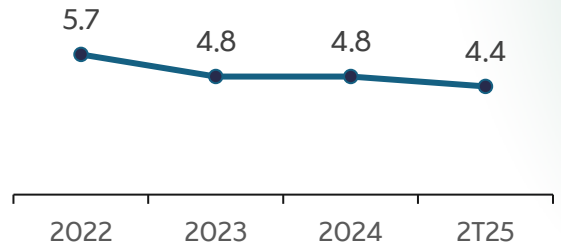


Eficiencia energética: procesos más eficientes en consumo energético
Cambio de tecnología: (e.g. masificación de motores de imanes permanentes)

Gestión de dilución eficiente

Costo de dilución

USD/Bl



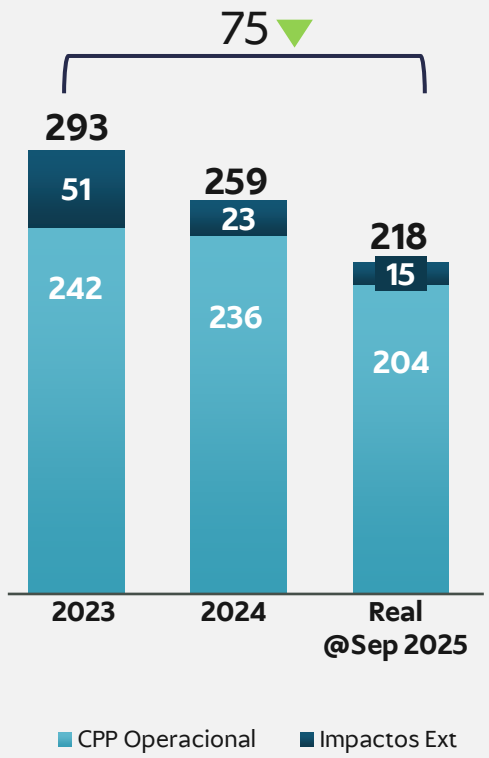
Costo total Upstream por barril = (Costo de producción + Costo de transporte+ Costos de compra de diluyente + gastos) / (Barriles producidos sin incluir regalías + Barriles de diluyente) / TRM. No incluye gastos de exploración ni costos asociados a compras de terceros ni regalías

El 56% del capex del Upstream asignado a perforación y completamiento

Mejorando la eficiencia operativa para reducir tiempo y costos

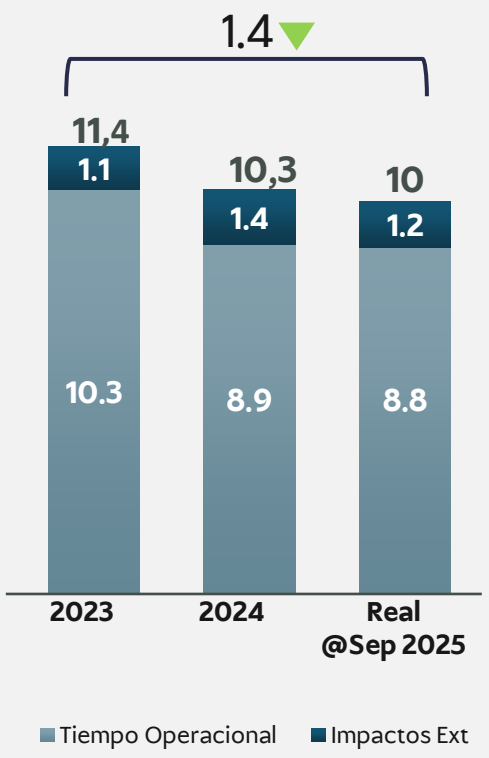
Costo por Pie Perforado

(USD/FT)



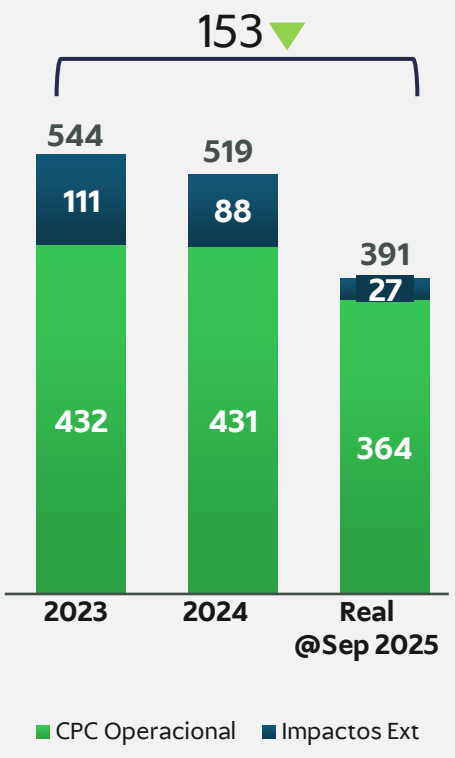
Tiempos promedio perforación

(Días)



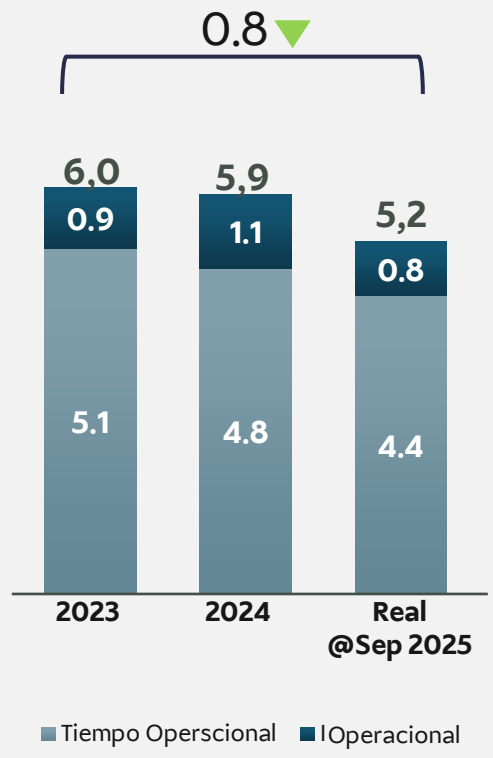
Costo por Pozo Completado

(KUSD/PZ)



Tiempos promedio completamiento

(Días)



La estrategia se ha centrado principalmente en optimización técnica, negociación con proveedores y mejoras operativas, lo que ha permitido capturar eficiencias relevantes tanto en costos como en tiempos operativos.

Incluye impactos exernos

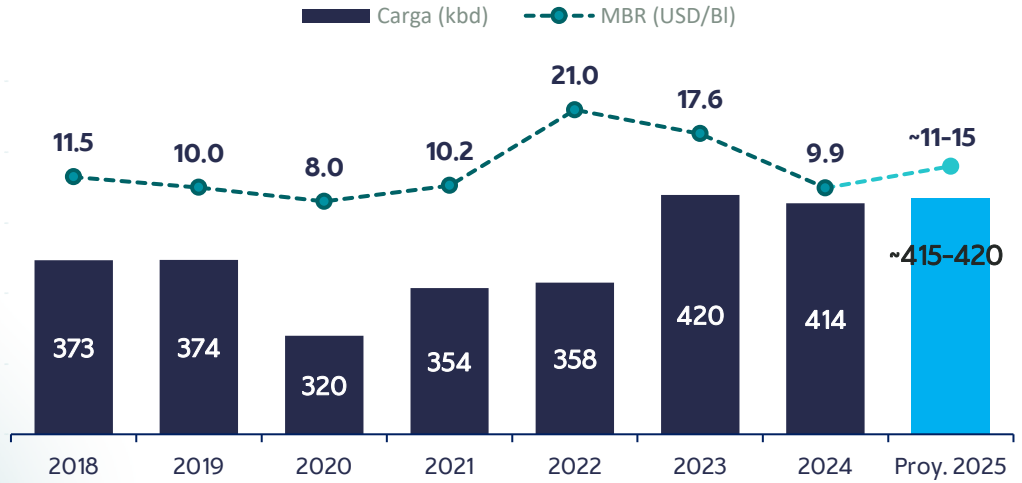
Cifras Ecopetrol S.A. operación directa, excluyendo Piedemonte.

Downstream
Midstream

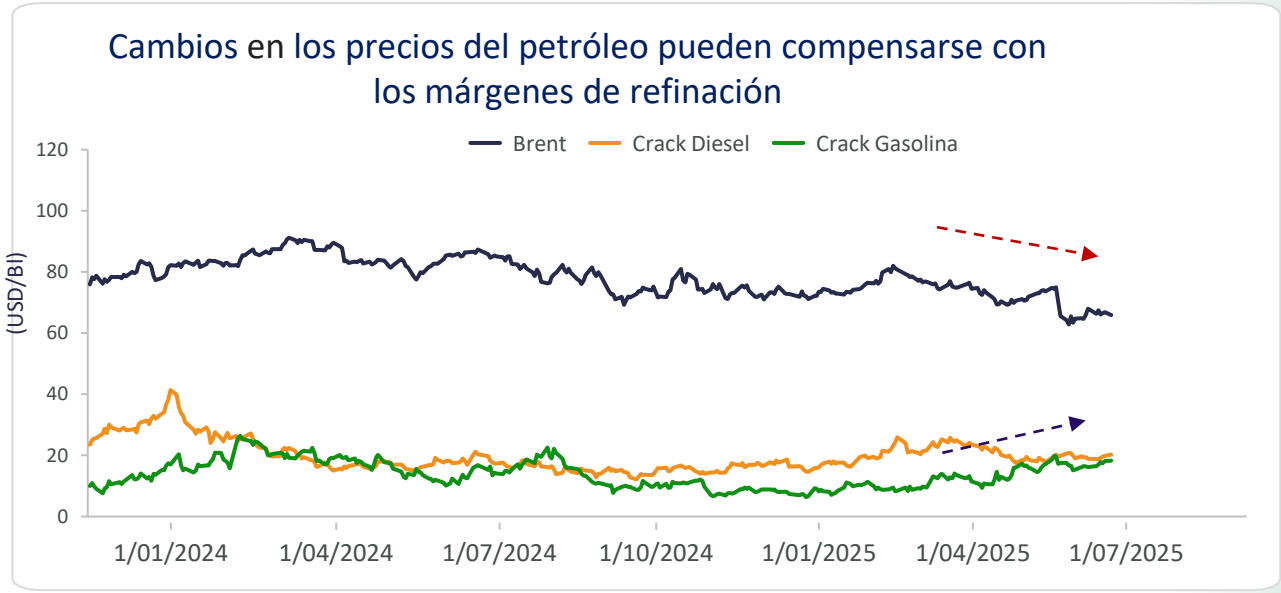
ecopetrol GROUP

Sostenibilidad del Downstream

Margen Bruto de Refinación y Carga Integrada



Ecopetrol enfoca sus esfuerzos en productos valiosos



Iniciativas de Generación de Valor- II Semestre

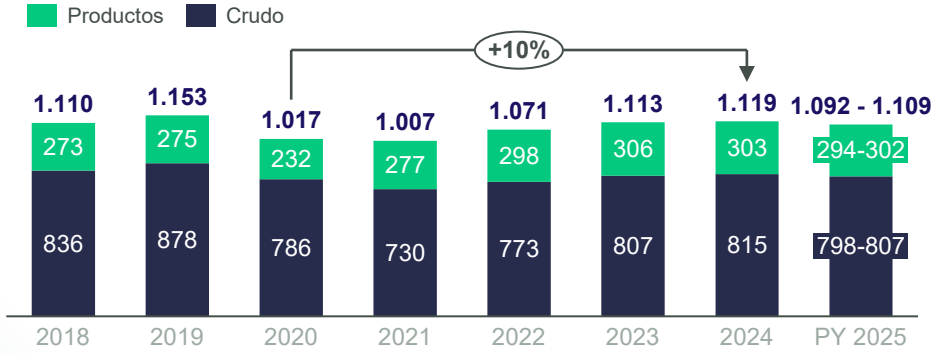
1. Optimización de dieta de refinerías : importación de crudo Liviano
2. Eficiencia Energética: optimización de costos
3. Incremento de productos valiosos
   a) Gasolina de muy alto octano y bajo azufre: por incremento en carga en la planta de alquilación
   b) Asfalto vs. fueloil
   c) Incremento en producción de diésel por aprovechamiento de corrientes intermedias
4. Mayor disponibilidad operativa : meta 95%
   a) Cumplimiento de hitos de confiabilidad eléctrica en GRC
   b) Cierre de ciclo de mantenimientos mayores en GRB

11,3-11,7 USD/Bl
Margen Bruto de Refinación Proy. 2025

+3,1 USD/Bl
Diferencial de crudos 1T25

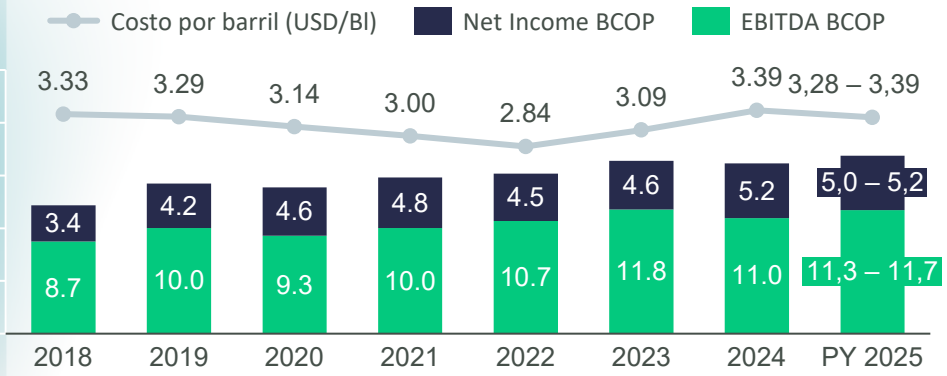
Resultados resilientes en un entorno desafiante

Volumen Transportado (kbd)

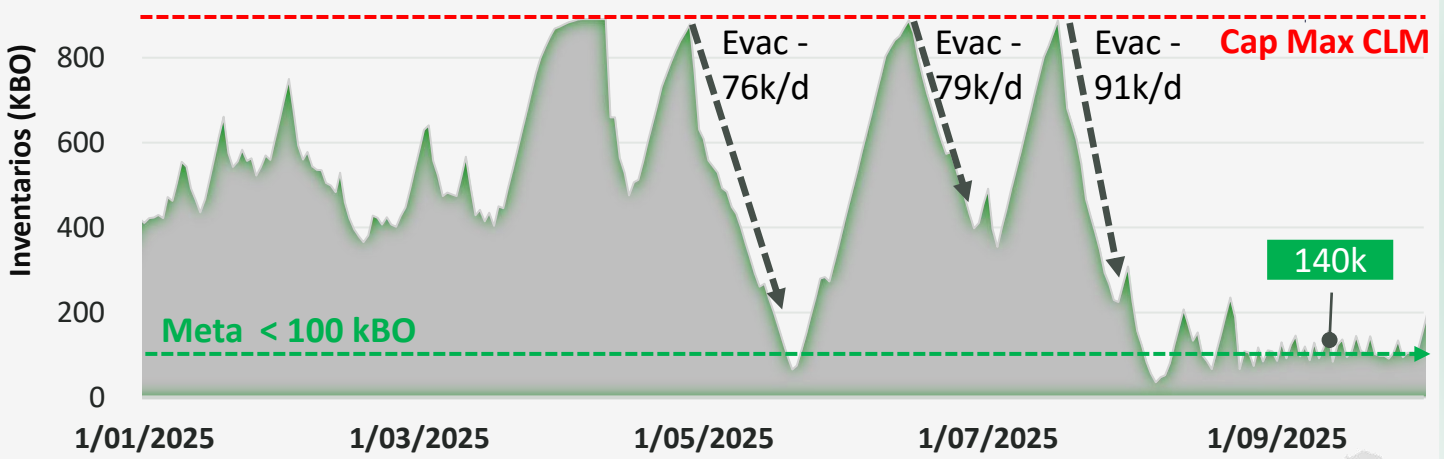


- **Proyección 2025:** utilidad neta **5 - 5,2 Bcop y EBITDA 11,3 - 11,7 Bcop**:
  - eficiencias operativas,
  - inversiones estratégicas
  - control de costos,
  - mitigación de eventos externos

Desempeño Financiero



Resiliencia frente a eventos externos



Arauca-Caño Limón:

- **Respuestas a eventos y reparación mas rápida**: bajó de 12 a 3 días
- **Mejora en la capacidad de Evacuación, mas rápida:** aumenta disponibilidad de almacenamiento (inventarios permanecen <100 KB vs 400 KB promedio)
- **Mejor relacionamiento interinstitucional**

Coveñas-Ayacucho:

- Importación de crudo liviano para GRB

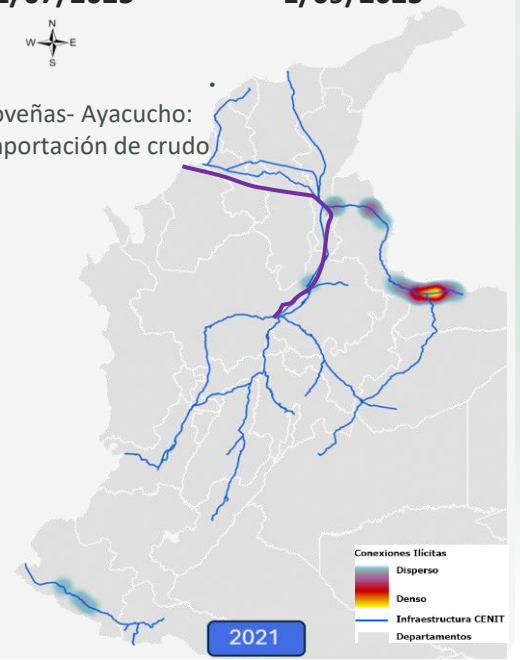
Evacuación por Ecuador:

- Garantiza evacuación de crudos del sur ante atentados al OTA

Ampliación Terminal Pozos Colorados

- Mejora estructura de internación de combustibles para el abastecimiento

Coveñas- Ayacucho: importación de crudo



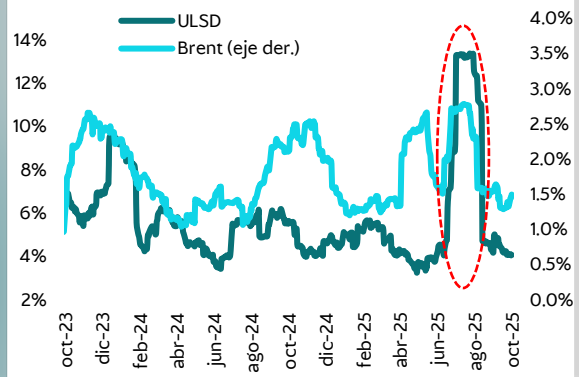
Contexto de Mercado

Navegando la turbulencia en 2025 de cara a 2026

Alta volatilidad persiste ante un entorno global incierto

- Guerra Comercial generó incertidumbre sobre las perspectivas económicas globales.
- Mercados expuestos a riesgos geopolíticos en Ucrania-Rusia y Medio Oriente.
- Agenda geopolítica de Trump y fragilidad de fundamentales dificulta estimaciones 2026.
- Ciclo electoral regional alimenta la incertidumbre.

Volatilidad 30d crack diésel USGC y Brent (dev. Estándar)

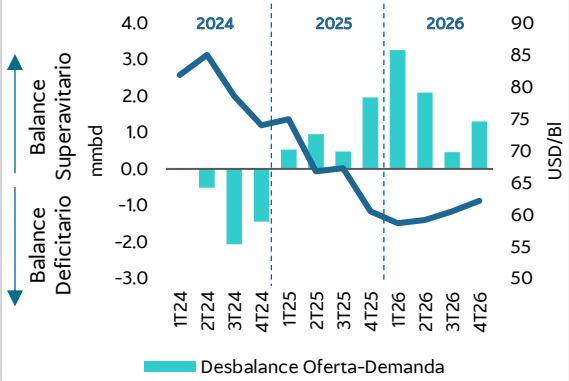


Fuente: Bloomberg. Elaboración ECP

Oferta de crudo desbordada por una OPEP+ que no salvaguarda los precios

- Superávit creciente tras la reincorporación de 2,5 mmbd por parte de la OPEP+ y el retorno parcial de 1,7 mmbd desde oct-25, en un contexto de menor demanda estacional.
- Demanda china ha sido un pilar clave de soporte, junto con la volatilidad derivada de la incertidumbre geopolítica.
- Ecopetrol proyecta acumulaciones de hasta 2,0 mmbd en 4T25. En 2026, el desbalance se profundizará por mayor oferta OPEP+ y proyectos no-OPEP+, presionando al Brent a mínimos de 20 años (excluyendo pandemia).

Desbalance Oferta-Demanda global de líquidos

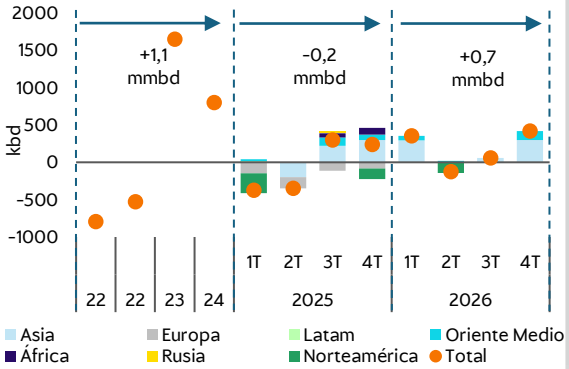


Fuente: Platts. Proyecciones ECP. mmbd: millones de barriles día. USD/bl: Dólares por barril.

Mayor capacidad de refinación hacia adelante pese a proyectos con retraso

- El mercado de refinación se mantiene saludable, con señales de escasez en inventarios y retrasos en entrada en funcionamiento de refinerías como Dos Bocas (192 kbd vs 340 kbd) y Dangote (460 kbd vs 650 kbd).
- Tras una contracción de 725 kbd en el 1S25, se espera una recuperación en 2S25 con nuevas plantas en Asia, África y Medio Oriente.
- Para 2026, la capacidad neta global aumentaría 708 kbd, liderada por India.

Variaciones en la capacidad neta de refinación

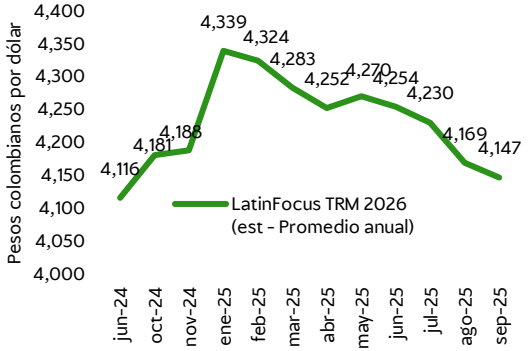


Fuente: Bloomberg BNEF. mmbd: millones de barriles día.

Expectativas de mercado para 2026 a la baja ante movimientos de la TRM

- Pérdida de excepcionalismo de EE.UU. (por deterioro fiscal e incertidumbre comercial) y expectativa de recortes de tasas por parte de la Fed, han debilitado al dólar y restado rol como activo refugio.
- En Colombia, la TRM ha estado influenciada por flujos asociados a operaciones de deuda del MinHacienda y una política monetaria más restrictiva del BanRep.
- Riesgos fiscales y elecciones presidenciales en LatAm en 2026 podrían mantener alta volatilidad cambiaria.

Evolución expectativas de mercado para el promedio TRM 2026



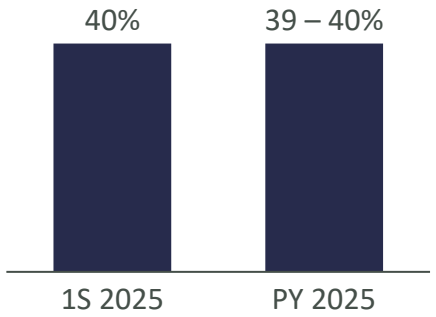
Fuente: Latinfocus, cálculos ECP

Desempeño Financiero

Variables financieras y operativas en línea con rangos previstos en plan financiero 2025

Variables Financieras

Margen EBITDA



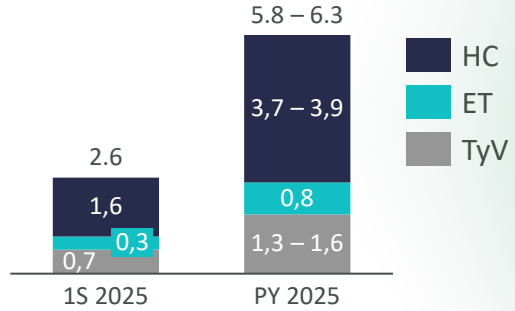
Deuda/EBITDA

<2.5x*

Recaudo del FEPC

100%

CapEx (BUSD)



Variables Operativas

	1S 2025	Py 2025
Producción Kbde	751	740 -750
Cargas Kbd	405	415 -420
Transporte Kbd	1.088	~1.100
Costo Levantamiento USD/Bl	11.6	< 12 *

Variables de actividad

1S 2025 ■ PY2025

Upstream

- **8 I +10** pozos exploratorios
- **214 I 453** pozos de desarrollo
- **168 I 399** Workovers

Downstream

- **92,9% I 94,5%** Capacidad Operativa
- **7 I 9** Paradas de Planta

Energías para la Transición

- **630MW I 900MW** Incorporación de energías renovables

Avance Intervención [1]

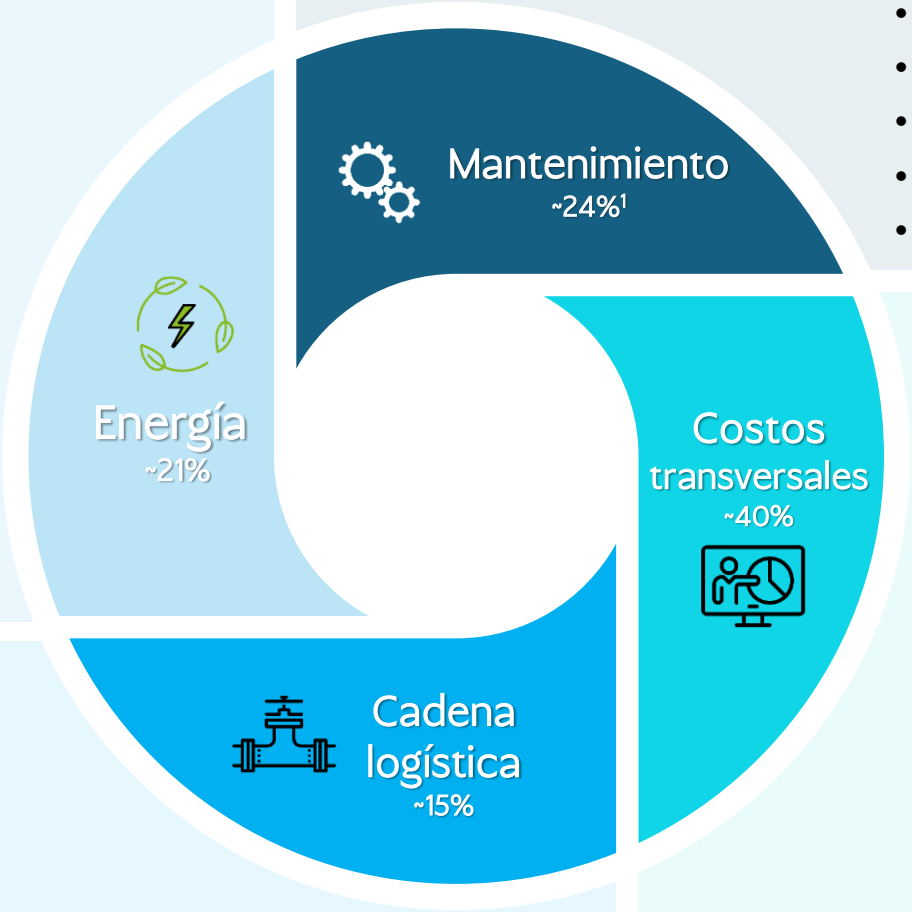
OPEX
Meta $1BCOP

CAPEX
Meta $500MUSD

* Proyección 2025 que depende de factores exógenos como TRM. [1] Avance al cierre de Agosto.

Programa de rentabilización y eficiencias enfocado en reducción de costos y *Lifting Cost* a partir de esfuerzos en 4 grandes palancas

- Eficiencia energética
- Incorporación de energías renovables
- Sustitución fuentes de combustible líquido
- Aprovechamiento de gases de quema en TEA
- Optimización costo de combustibles
- Mejora en tarifas de operación y mantenimiento de térmicas



- Reúso de materiales
- Optimización de los sistemas de levantamiento
- Eficiencia operacional en *wellservice* y *workover*
- Optimización estrategias de confiabilidad
- Des-escalamiento de activos

- Optimización sistema *Blending* Crudos
- Dilución de crudos pesados
- Transporte de licuados
- Optimización de las operaciones comerciales

- Optimización de tarifas en contratos de bienes y servicios
- Control de demanda de servicios en las operaciones
- Optimización de alcances de servicios contratados según necesidad
- Eficiencia en soluciones e infraestructura digital
- Optimización de asistencias técnicas

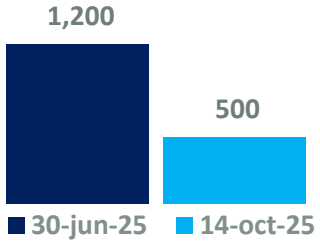
(1) Participación estimada en el valor total de las eficiencias en costos

Gestión integral de financiación

Corto Plazo

- Se ha venido pagando la deuda de corto plazo (crédito de tesorería y simultaneas)

Saldo Operaciones de corto plazo (MUSD)



Reducción tasas de interés

- Reducción de tasa en préstamo local
- Facilidades en estructuración para refinanciar hasta 2,4 BUSD de deuda bancaria.

Disminución en el *spread* de créditos contratados hasta en 105 pbs.

- Confirma confianza del sector financiero en solidez y estrategia de Ecopetrol

Nuevas facilidades

- Operaciones en trámite en el MHCP:

- Inversiones inorgánicas.
- Manejo de deuda.
- Acceso para necesidades de caja.

Indicadores de Apalancamiento

	Deuda Bruta / Ebitda (Jun-25)	Deuda Neta / Ebitda (Jun-25)	Deuda Bruta / Ebitda Pares* (Mar-25)
Excluyendo ISA	~ 1,7x	~ 1,6x	~ 2,1x
Grupo Ecopetrol	~ 2,4x	~ 2,2x	

por debajo del promedio de los pares*

* Pares incluidos: Parex, Exxon, PTTEP, Chevron, Equinor, Shell, Total, Geopark, Gran Tierra, Eni, BP, Repsol y Pemex,

ecopetrol