



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de
Petróleo, Gas y Energía

Balance **PETROLERO**

Primer semestre de 2025



Oleoductos, área Caño Limón
Arauca, Colombia
Fuente: Ecopetrol



Taladro, área Caño Limón
Arauca, Colombia
Fuente: SierraCol



Refinería de Barrancabermeja
Santander, Colombia
Fuente: Ecopetrol

SOMOS CAMPETROL

Nuestros aliados



CHALELA ABOGADOS							

SOMOS CAMPETROL

Nuestros aliados



SOMOS CAMPETROL

Nuestros aliados



SOMOS CAMPETROL

Nuestros aliados





Presidente ejecutivo

Nelson Castañeda Barbour

Dirección

Andrés Sánchez Quintero

Director de Asuntos Económicos y Comerciales

Análisis técnico y económico

Patricia Romero Álvarez - *Coordinadora Técnica de O&G&E*

Marcos Vela Pulido - *Coordinador Técnico de O&G&E*

Comité editorial

Nelson Castañeda Barbour - *Presidente Ejecutivo*

Andrés Sánchez Quintero - *Director de Asuntos Económicos y Comerciales*

Marcela Fajardo Adárraga - *Directora de Asuntos Públicos y Corporativos*

Patricia Romero Álvarez - *Coordinadora Técnica de O&G&E*

Marcos Vela Pulido - *Coordinador Técnico de O&G&E*

Ángela Hernández - *Coordinadora de comunicaciones*

Diseño editorial

Jorge Morad Acero - *Diseñador de Producto e Imagen*

Fotografías y visuales

Gráficas: CAMPETROL

Fotografías e imágenes: ANH, Cenit, Ecopetrol, Independence, Innergy, Sierracol, SPEC LNG, Tenaris, Unidad de Gestión del Riesgo

Para la reproducción total o parcial debe darse los créditos correspondientes al Balance Petrolero de la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía (CAMPETROL)

Contáctenos:

ltecnico@CAMPETROL.org

ltecnico2@CAMPETROL.org

Acerca del Balance Petrolero

El Balance Petrolero de CAMPETROL es un documento con más de seis años de consolidación en el sector del petróleo, gas y energía colombiano, el cual se compone por una revisión de la situación actual del sector a nivel nacional e internacional, un análisis con información técnica detallada y una encuesta para medir el pulso de las compañías de bienes y servicios de petróleo, gas y energía.

Disclaimer

La información aquí expuesta debe ser utilizada como material informativo, el cual no constituye asesoría de ningún tipo, oferta, recomendación profesional o sugerencia para la toma de decisiones por parte de sus receptores o la realización de cualquier tipo de actividad o negocio. El uso de esta información es responsabilidad exclusiva de su receptor, por lo que cada usuario se responsabiliza de analizarla, desarrollarla y estructurar sus decisiones, por lo cual la cámara no se responsabiliza de las cifras. Esta información es tan sólo uno de los múltiples elementos que los usuarios pueden utilizar para analizar y desarrollar sus propias decisiones. La información aquí expuesta es creada con base a los análisis, proyecciones y opiniones de CAMPETROL, sin embargo, en ningún caso constituye compromiso y/o garantía para sus usuarios. La información aquí contenida no puede ser distribuida, comercializada, copiada o alterada por sus usuarios sin obtener autorización expresa y escrita por parte de CAMPETROL.

ÍNDICE

Capítulo 1: Contexto Internacional

- Precio de referencia Brent y TRM
- Nota de interés: Proyecto de resolución del 27/08/25: Requisitos técnicos suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos

Capítulo 2: Contexto económico nacional

- Crecimiento económico de la industria O&G
- Exportaciones de petróleo y sus derivados
- Inversión extranjera directa del sector petrolero
- Regalías generadas por el sector de hidrocarburos
- Nota técnica: Oil 2025: Analysis and Forecast to 2030 — IEA

Capítulo 3: Industria nacional de O&G&E

- Pozos exploratorios, de desarrollo
- Petróleo
- Reservas de petróleo en Colombia
- Gas Natural
- Reservas de gas en Colombia
- Balance de Gas
- Actividad de taladros
- Refinerías
- Segmento Midstream
- Nota de interés: Actualización de la normativa vigente – Declaración de Producción de Gas Natural 2025 - 2034

Capítulo 4: Offshore Colombia

- Desarrollo offshore: Clave para la Soberanía Energética
- Segundo Foro Offshore: Caribe, Energía y Progreso
- Nota de interés: Proyecto de regasificación en Coveñas impulsado por el Grupo Ecopetrol

Capítulo 5: Industria eléctrica nacional

- Industria eléctrica
- Proyectos de generación eléctrica

Capítulo 6: Perfiles departamentales

- Arauca
- Boyacá
- Casanare
- Córdoba
- La Guajira
- Meta
- Putumayo
- Santander
- Sucre

Capítulo 7: Encuesta trimestral 2025

- Resultados trimestrales

Capítulo 8: Principales Mensajes



Creciendo juntos:
Gobierno, Industria y Territorio



De un **barril de petróleo** se producen combustibles, ¡Pero también plásticos, fertilizantes, materiales de construcción y hasta medicinas!



El **cepillo de dientes**, la **crema dental** y el **shampoo**, contienen plásticos y otros ingredientes derivados del petróleo.



Tu crema, bálsamo labial y muchos otros **cosméticos** llevan parafina, petrolato y otros ingredientes del petróleo.



La aspirina, ese **medicamento** clásico para aliviar el dolor, tiene un ingrediente clave, el fenol, que proviene del petróleo.



Ese **smartphone** que llevas en el bolsillo, tu **computador** o **tablet**, tiene plásticos como el polietileno para la pantalla y el policarbonato para la carcasa.



Los **paneles** dependen del silicio refinado, un derivado del petróleo, para fabricar las **celdas solares** que convierten la luz en energía para todos.



Muchos **fertilizantes** contienen urea y amoníaco, ¡derivados del gas para hacer crecer las plantas que nos proveen alimento!



Tu **ropa deportiva**, **suéteres** y hasta tu **traje de baño** tienen algo en común: ¡están hechos con derivados del petróleo como poliéster y nylon!

Conozca más acerca del sector de bienes y servicios de petróleo, gas y energía en

NUESTRA APP



y página web

campetrol.org



Potenciado con el poder de la IA

Inteligencia Artificial para una experiencia superior. CamIA está integrada para tener conversaciones con los usuarios. CamIA está en su etapa de lanzamiento BETA.



Sigue nuestros eventos

Mantente al día con nuestro calendario de eventos, puede guardar en su calendario personal para no dejar de asistir a ninguno.



Notificaciones en tiempo real

Recibe alertas instantáneas sobre novedades, noticias y eventos importantes.



Conoce nuestros Afiliados

Explora nuestra red de más de 170 compañías afiliadas.



Networking

Conecta con profesionales del sector. ¡Muy pronto!



Prensa Campetrol

Accede a comunicados y noticias de prensa.

Descarga nuestra nueva APP
CAMPETROL Conecta

haciendo clic acá



o escaneando este código QR



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de
Petróleo, Gas y Energía

Prólogo – Viabilización del potencial *Offshore*: Eje determinante para la seguridad del suministro nacional

La dinámica reciente del abastecimiento de gas natural en Colombia ha marcado un punto de inflexión estructural que demanda una reorientación estratégica de la política energética nacional. La estrechez en la oferta interna se ha acentuado por la declinación natural de campos maduros, configurando una tendencia dual: por un lado, la reducción de la producción nacional y, por otro, un incremento de las importaciones.

En agosto de 2025, la producción comercializada promedió 800,0 MPCD, lo que representó una disminución del 16,2% frente al mismo mes del año anterior. A su vez, el volumen total de gas disponible —suma de producción nacional e importaciones— promedió 980,6 MPCD en el primer semestre del año, evidenciando una caída del 18,0% frente al mismo periodo de 2024.

Este comportamiento se enmarca en un contexto de reducción estructural de **las reservas probadas (1P), que han descendido un 53% en la última década, pasando de 4.361 Gpc en 2015 a 2.064 Gpc en 2024.** Como resultado, la relación reservas-producción (R/P) se ubica actualmente en 5,9 años. La brecha entre la producción comercializada y la demanda total ha sido cubierta crecientemente con gas natural licuado (GNL), cuya incorporación al mercado primario inició desde diciembre de 2024. Según el Gestor del Mercado de Gas Natural, para 2025 se proyecta un déficit de gas en firme del 8,2% de la demanda total, que podría alcanzar el 20,6% en 2026, si no se desarrollan nuevas fuentes de suministro.

En este escenario, el desarrollo de recursos costa afuera (*offshore*) se configura como un eje estratégico para contribuir con el abastecimiento en el mediano y largo plazo. Colombia dispone de recursos significativos en el Caribe, donde **los volúmenes descubiertos y potencialmente recuperables (3C) alcanzaron 11.096 Gpc en 2024, de los cuales el 67,1% (7.448 Gpc) corresponde a recursos *offshore*.**

Desde 2016, se han perforado 12 pozos costa afuera, con una tasa de éxito técnico del 58%. Entre los hallazgos de mayor relevancia técnica se

destaca Sirius-2, en el bloque Tayrona, con volúmenes OGIP cercanos a 6 TCF. **La consolidación y el desarrollo comercial de estos descubrimientos son determinantes para revertir la tendencia deficitaria, aunque su viabilidad depende también de factores regulatorios y de infraestructura.** De acuerdo con la ANH, más del 42% de los recursos contingentes están asociados a restricciones ambientales y/o sociales, lo que evidencia la importancia de una gestión eficiente de las contingencias no técnicas.

Por ello, se requiere una articulación efectiva entre Gobierno, Industria y Territorio, orientada a optimizar los procesos de licenciamiento y habilitar la infraestructura necesaria para evacuar el gas producido. Proyectos como la línea submarina de conexión de Sirius y la reconversión del Oleoducto VIM-Interior son ejemplos de iniciativas estratégicas que permitirían materializar el potencial *offshore*.

A través de este Balance Petrolero, **CAMPETROL presenta un análisis integral de la evolución del sector de hidrocarburos durante el primer semestre de 2025, abordando las principales variables que inciden en el desempeño de la industria.**

Igualmente se aborda desde un enfoque técnico la coyuntura del gas natural y el rol que desempeñan los recursos costa afuera en la construcción de una política energética sostenible y segura para el país. **En esta edición se realiza un recuento de las memorias de nuestro más reciente Foro Offshore: Caribe Energía y Progreso, llevado a cabo el 3 y 4 de septiembre en Santa Marta, entre CAMPETROL y FITAC.**



NELSON A. CASTAÑEDA BARBOUR
Presidente Ejecutivo
CAMPETROL



Fotografía por: Guillermo Diaz
Fuente: Innergy

campetrol.org

Capítulo 1

Contexto internacional

Contexto externo: precio de referencia Brent y TRM

Durante el primer semestre de 2025, el precio de referencia Brent promedió \$71,9 USD/Bl, lo que representa una caída de 14,2% (-\$11,9 USD/Bl) frente al segundo semestre de 2024. A lo largo del periodo, el precio inició en \$79,3 USD/Bl en enero y mostró una tendencia descendente, registrando en mayo el promedio mensual más bajo del semestre con \$64,5 USD/Bl.

En septiembre de 2025 (último dato disponible), la referencia Brent se ubicó en \$68,0 USD/Bl, lo que representó una disminución de 8,2% (-\$6,1 USD/Bl) frente a agosto de 2024 y un incremento de 0,1% (\$0,1 USD/Bl) respecto a julio de 2025.

Durante los primeros meses de 2025, el mercado petrolero registró cambios tanto por el lado de la demanda como de la oferta. En la demanda, las proyecciones de consumo de petróleo se redujeron de acuerdo con la revisión a la baja del crecimiento económico de las principales economías del mundo ([Corficolombiana](#)). Esta reducción se asoció a las tensiones comerciales entre Estados Unidos y China.

Desde la perspectiva de la oferta, los anuncios de la OPEP+ sobre el aumento gradual de su producción de petróleo durante 2025 ejercieron presiones adicionales a la baja sobre los precios, llevando la cotización del crudo de referencia Brent a niveles incluso inferiores a los \$60 USD/Bl en mayo, en un contexto marcado por el incremento de aranceles en Estados Unidos y por niveles de producción de la OPEP+ superiores a lo previsto.

La disminución de precios se moderó después de que Estados Unidos y el Reino Unido firmaran el *US-UK Economic Prosperity Deal* el 8 de mayo, que incluyó reducción de aranceles y mayor acceso a mercados para bienes agrícolas e industriales ([Reuters](#)), y tras el acuerdo de 90 días entre Estados Unidos y China del 12 de mayo para reducir aranceles de manera recíproca.

En junio de 2025, el Brent repuntó hasta \$74 USD/Bl tras los ataques aéreos de Israel del 13 de junio contra instalaciones nucleares y militares de Irán ([IEA](#)). Sin embargo, en julio, el anuncio de ocho miembros de la OPEP+ (Arabia Saudita, Rusia, Irak, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Kazajistán, Argelia y Omán) de incrementar en 547 000 barriles diarios sus cuotas de producción a partir de septiembre presionó nuevamente a la baja las expectativas de precio. ([Portafolio](#))

En contraste, la Tasa Representativa del Mercado (TRM) USD/COP —indicador que refleja el valor del dólar estadounidense en pesos colombianos— registró una depreciación del peso colombiano frente al dólar durante el primer semestre de 2025. El promedio de la TRM en el semestre fue de \$4.193 COP/USD, lo que representó un incremento del 6,8% frente al promedio del mismo periodo en 2024.

Hacia el cierre del primer semestre, la tasa de cambio mostró una tendencia a la baja, influenciada principalmente por factores externos. La política arancelaria del Gobierno de EE.UU. generó incertidumbre sobre una posible desaceleración económica, debilitando la fortaleza del dólar a nivel global

Así, más que una revaluación estructural de la moneda local, el comportamiento respondió a una coyuntura internacional en la que el dólar presentó su mayor debilidad en décadas. ([La República](#)).

Para agosto de 2025, la TRM promedió \$4.052 COP/USD, lo que representó una apreciación del 0,3% frente a agosto de 2024 y un leve incremento del 0,1 % respecto al promedio de julio de 2025. En el mismo mes, el anuncio del Gobierno colombiano sobre la activación de la cláusula de escape fiscal generó incertidumbre entre inversionistas, presionando al alza la tasa de cambio. No obstante, en la segunda mitad del mes el peso se fortaleció nuevamente, favorecido por la debilidad global del dólar, la decisión de la Reserva Federal de mantener sus tasas de interés estables.



Fuente: [EIA](#), [Banco de la República](#), cálculos CAMPETROL.

➤ Proyecciones Brent

De acuerdo con la [EIA](#), el comportamiento del precio del petróleo durante septiembre de 2025 ha estado ligado al incremento del suministro global de crudo. Este aumento se debe a una mayor producción por parte de los países miembros de la OPEP+, junto con el crecimiento de la oferta proveniente de productores externos al grupo, como Estados Unidos, Argentina, Brasil y Canadá.

Según [UBS](#), el mercado petrolero enfrenta presiones bajistas en el corto y mediano plazo debido a un mayor suministro desde Sudamérica, en particular el récord de producción alcanzado por Brasil en 2025, y a la resiliencia de la producción de países sancionados como Venezuela, Irán y Rusia. El banco proyecta que el Brent cierre septiembre en \$68 USD/Bl, pero que este alrededor de los \$62 USD/Bl hacia finales de 2025 y marzo de 2026, antes de recuperar terreno hasta \$65 USD/Bl en la segunda mitad de 2026.

UBS pronostica que la demanda mundial de petróleo alcanzará su máximo anual en agosto de 2025 y luego se moderará, lo que podría llevar a mayores acumulaciones de inventarios a inicios de 2026 y mantener los precios alrededor de \$60–\$70 USD/Bl. Sin embargo, mantiene una visión más constructiva para mediados y finales de 2026, apoyada en un menor crecimiento del suministro estadounidense y expectativas de que la demanda global siga expandiéndose.

Según [Goldman Sachs](#), en 2025 el precio del crudo Brent se mantendría en línea con lo que actualmente anticipan los mercados de futuros. Sin embargo, para finales de 2026 proyectan una caída hasta cerca de \$50 USD/Bl, debido a un exceso de oferta estimado en 1,8 millones de barriles por día y a la acumulación de inventarios a nivel global.

Los analistas del banco señalan que los inventarios de la OCDE continúan siendo el mejor predictor de los diferenciales de precios del Brent y proyectan que estos aumentarán de forma sostenida hasta 2026, en línea con sus balances. No obstante, advierten que factores como un mayor ritmo de crecimiento de inventarios en China o una producción rusa menor a la prevista podrían sostener los precios en niveles más altos, alrededor de \$62 USD/Bl en 2026.

Sumado a lo anterior, [Wood Mackenzie](#) proyecta un promedio de \$60–\$65 USD/Bl hasta 2026, situando los precios \$15–\$20 USD/Bl por debajo de los niveles del año 2024.

En conjunto, las proyecciones muestran un consenso en la posibilidad de presiones a la baja por sobreoferta a corto/mediano plazo, pero con riesgos geopolíticos y dinámicas de inventarios que podrían mantener los precios por encima del escenario base.

Notas de interés

Nota de interés: Proyecto de resolución del 27/08/25: Requisitos técnicos suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos

El Proyecto de Resolución del 27 de agosto de 2025 establece un marco técnico-normativo actualizado, buscando sustituir y armonizar las Resoluciones 40295 de 2020 y 40622 de 2023, en lo referente a las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos.

Esta regulación, fundamentada en la Ley 2056 de 2020 y el Decreto 381 de 2012, aplica a la totalidad de pozos (exploratorios, de desarrollo, inyección, disposición, monitoreo, productores de agua, etc.) tanto en tierra como costa afuera, bajo esquemas contractuales de la ANH o de asociación con Ecopetrol.

1. Exigencias Técnicas y Normativas Clave

El Proyecto introduce precisiones y requisitos que impactan directamente la gestión operacional y los costos asociados al ciclo de vida del pozo:

- **Sistema de Gestión de Integridad:** Se exige la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos conforme a estándares internacionales reconocidos, tales como ISO 16530-1, API RP 90-1 y API 10 TR1. Este requisito amplía conceptos clave como barrera primaria/secundaria y tapones.

- **Monitoreo Post-Abandono:** Las operadoras quedan obligadas a presentar reportes de monitoreo cada dos años sobre el estado de los pozos abandonados definitivamente, los cuales deben incluir información técnica y fotográfica.

- **Plazos de Inactividad:** Se establece que un pozo puede considerarse inactivo por un máximo de seis (6) meses antes de que el operador deba tomar una decisión formal y obligatoria respecto a su futuro, ya sea reactivación, suspensión temporal o abandono.

- **Evaluación de Potencial Geotérmico:** Antes de proceder al abandono definitivo, se incorpora la obligación de evaluar el potencial geotérmico del pozo.

2. Implicaciones Operacionales y Financieras

- **Costos Operativos:** Se anticipa un incremento en los costos debido a la mayor frecuencia de monitoreo e inspecciones, y a la necesidad de implementar Sistemas de Gestión de Integridad bajo estándares internacionales.

- **Riesgo Sancionatorio:** La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) está facultada para iniciar procesos sancionatorios si un pozo permanece inactivo por más de seis (6) meses sin contar con una suspensión formalmente aprobada.

3. Oportunidades para el Sector y Proveedores de Servicios

- Mayor demanda de empresas que ofrezcan cementación avanzada, pruebas de integridad, taponamiento, monitoreo y sistemas de gestión de integridad.

- Incentivo para evaluar y desarrollar coproducción geotérmica en pozos existentes, abriendo líneas de negocio en energía renovable.



Buque carguero
Fuente: Ecopetrol

campetrol.org

Capítulo 2

Contexto económico nacional

Crecimiento económico de la industria O&G

La economía colombiana mantuvo un crecimiento positivo durante los dos primeros trimestres de 2025. El Producto Interno Bruto (PIB) registró variaciones anuales de 2,7% en el primer trimestre y 2,1% en el segundo trimestre, en comparación con el mismo período de 2024.

El sector de hidrocarburos (extracción de crudo, gas natural y refinación de petróleo) ha mostrado una tendencia contractiva desde el segundo trimestre de 2024. Esta dinámica negativa se mantuvo en 2025, registrando en el segundo trimestre una contracción del 5,7% frente al mismo período de 2024. Con este resultado, el sector completa cinco trimestres consecutivos de variaciones negativas en el PIB.

La contracción del sector petrolero se debe a una combinación de factores estructurales y coyunturales:

- **Caída en la producción:** la producción diaria de petróleo alcanzó 747,0 mil barriles por día en el primer semestre de 2025, lo que representa una disminución del 4,3% (-33,2 KBPD) en comparación con el mismo periodo del año anterior.

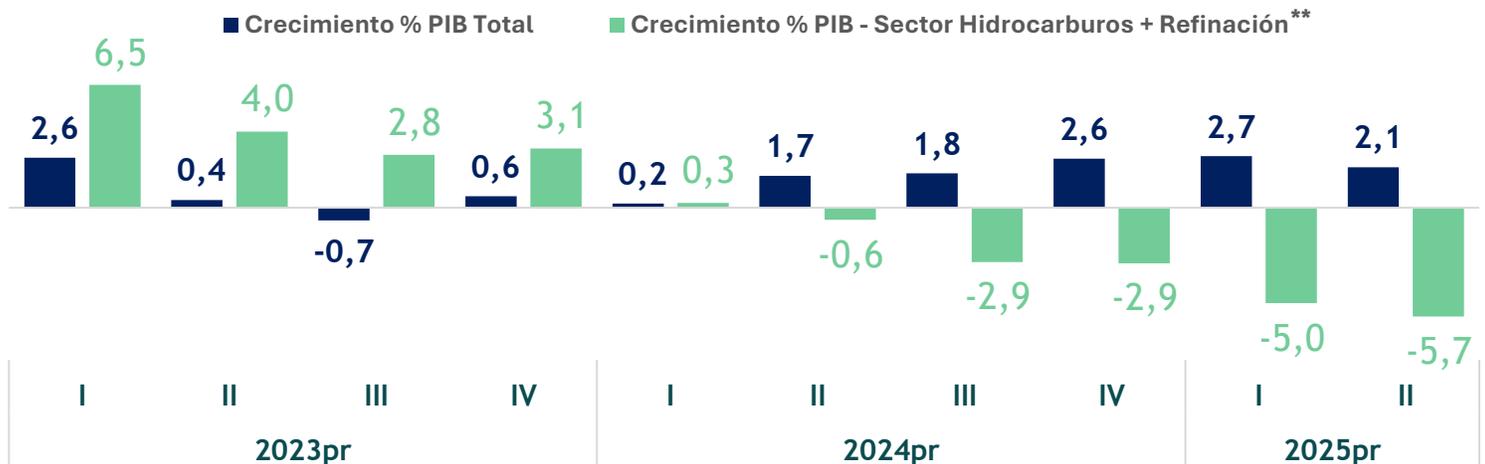
- **Menor inversión en exploración:** La [ACP](#) proyecta que la inversión en exploración en 2025 totalizará \$740 millones de dólares (MUSD), 18% inferior a la registrada en 2024 (\$900 MUSD)

- **Precios internacionales:** El precio del crudo Brent cayó de \$83,9 USD/Bl en el primer semestre de 2024 a \$71,6 USD/Bl en el mismo período de 2025, lo que representa una disminución de \$12,3 USD/Bl (-14,6%). Esta caída impactó directamente la rentabilidad y las finanzas de las empresas del sector petrolero.

El desempeño del PIB en el segundo trimestre fue impulsado principalmente por tres sectores económicos:

- Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas; transporte y almacenamiento: creció 5,6%, contribuyendo con 1,1 puntos porcentuales a la variación anual.
- Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca: creció 3,8%, aportando 0,4 puntos porcentuales.
- Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria; educación: crecieron 1,8%, contribuyendo con 0,3 puntos porcentuales.

Crecimiento Económico – PIB Sector O&G



PIB: Producto Interno Bruto – Producción constantes. *Dato preliminar y último disponible. **Sumatoria del PIB de la extracción de petróleo crudo y gas natural, y la coquización, fabricación de productos de la refinación del petróleo y actividades de mezcla de combustibles. Pr: Dato preliminar – P: Dato provisional

Fuente: [DANE](#), cálculos CAMPETROL.

A pesar del crecimiento general del PIB nacional en el primer semestre de 2025, el sector de hidrocarburos se consolidó como uno de los más afectados, registrando un comportamiento contractivo. En el segundo trimestre de 2025, la actividad de extracción de petróleo crudo y gas natural se redujo un 6,9% frente al mismo período de 2024, acumulando ya cuatro trimestres consecutivos en terreno negativo desde el tercer trimestre de 2024.

Por su parte, las actividades de coquización, refinación de petróleo y mezcla de combustibles también presentaron una disminución del 3,1% frente al mismo período de 2024, comportamiento que se viene registrando desde el primer trimestre de 2024. Esta situación refleja las presiones estructurales que enfrenta la industria, con impactos directos sobre el dinamismo productivo del país.

La caída en el nivel exploratorio y el mayor riesgo operacional derivado del orden público han limitado la capacidad de expansión de la industria.

El contraste también se observa al comparar con el desempeño de otras ramas de la economía en 2025. Mientras sectores como agricultura, servicios sociales y públicos contribuyeron positivamente al crecimiento nacional, la contracción de hidrocarburos evidencia los desafíos estructurales

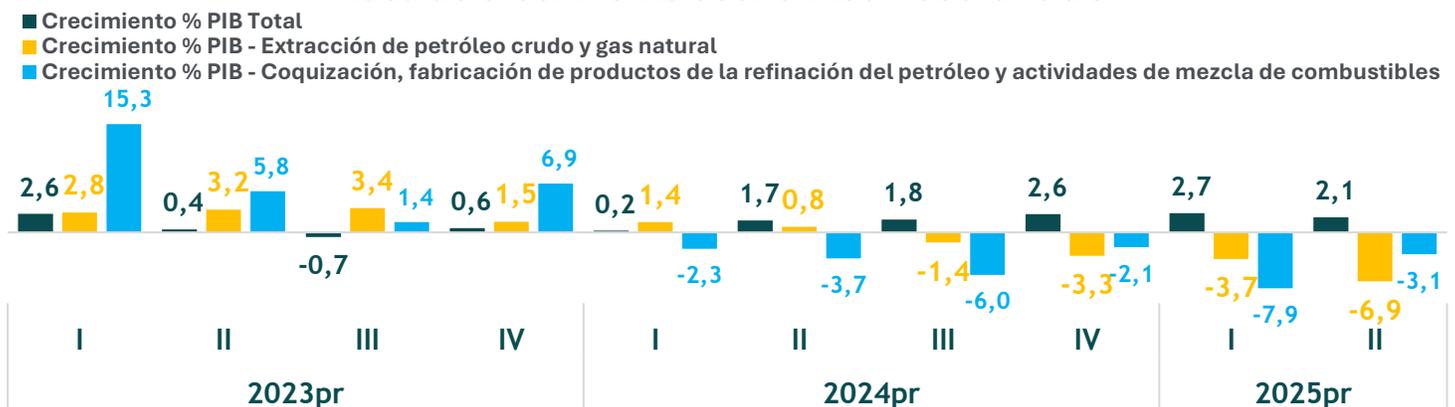
que enfrenta el país en materia de competitividad.

A estos factores se suman la reducción en los precios internacionales del crudo durante el primer semestre de 2025, así como la producción diferida por bloqueos y problemas de orden público, que entre enero y agosto ascendió a 10,8 KBPD, afectando ingresos por aproximadamente \$722 mil millones que el país dejó de percibir.

El impacto de esta dinámica trasciende el plano sectorial, pues limita el aporte de la industria a las exportaciones y el recaudo por regalías, pilares fundamentales para la estabilidad fiscal y el desarrollo regional. La situación actual plantea la necesidad de diseñar una política pública que fomente condiciones para la inversión, promueva nuevos desarrollos exploratorios y reduzca los riesgos asociados a la operación.

De cara al 2026, la expectativa de recuperación dependerá de la capacidad del país para generar confianza en los inversionistas, mejorar las condiciones de orden público en las regiones productoras y establecer una hoja de ruta clara que reconozca el papel estratégico de los hidrocarburos dentro de la transición energética. Bajo estas condiciones será posible revertir la tendencia negativa del sector y acercarse nuevamente a niveles de producción que aseguren la autosuficiencia y el aporte de la industria al crecimiento económico nacional.

Tasa de crecimiento económico – Sector O&G



*Información preliminar. **Coquización, fabricación de productos de la refinación del petróleo y actividades de mezcla de combustibles.

Fuente: Cuentas Nacionales DANE, cálculos CAMPETROL.

Exportaciones de petróleo y sus derivados

En el primer semestre de 2025, según el DANE, las exportaciones totales de Colombia alcanzaron \$24.390 millones de dólares (MUSD) (FOB). De este valor, \$6.490 MUSD (26,6%) correspondieron a petróleo y sus derivados, reafirmando el papel del sector como uno de los principales pilares de las ventas externas del país.

En ese mismo semestre, las exportaciones de petróleo registraron una caída interanual de 15,0% frente al primer semestre de 2024. Esta reducción se enmarca en un comportamiento general a la baja de las exportaciones totales, que descendieron 1,5% en el mismo periodo.

La disminución de las exportaciones de petróleo y sus derivados en el primer semestre de 2025 obedeció principalmente a dos factores:

Primero la reducción de la producción. En el primer semestre de 2025, la producción diaria de petróleo fiscalizado en Colombia fue de 747,0

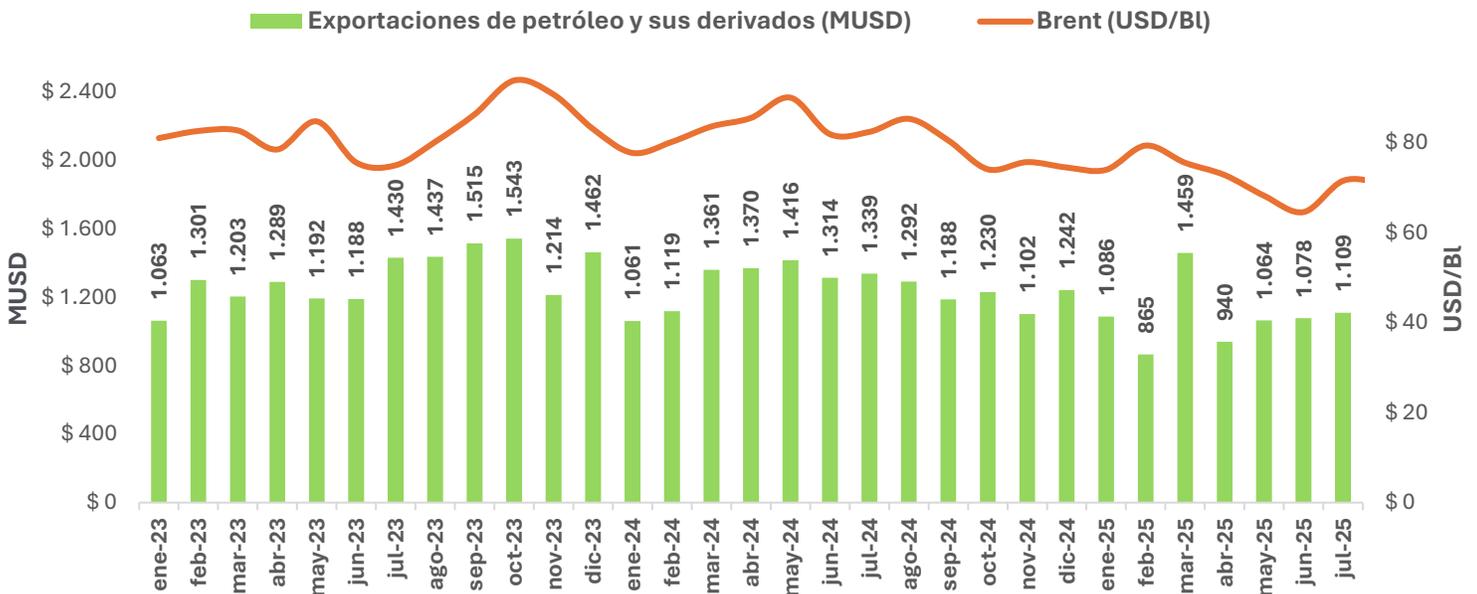
KBPD, lo que representó una caída de 4,3% frente al mismo semestre de 2024, es decir, 33,2 KBPD menos. Esta menor producción redujo la oferta disponible para el comercio exterior.

Segundo, al comportamiento de los precios internacionales. La referencia Brent promedió \$71,9 USD/bl en el primer semestre de 2025, lo que equivale a una caída de 14,2% frente al mismo período de 2024.

Adicionalmente, Ecopetrol –responsable del 64% de la producción nacional– comercializa su canasta de crudos con un descuento frente al Brent. Según su [reporte](#) del segundo trimestre de 2025, el precio promedio de venta en el semestre fue de 65,8 USD/barril.

En conjunto, la menor producción, los menores precios y el diferencial de comercialización explican la caída en el valor de las exportaciones de petróleo y sus derivados.

Exportaciones de petróleo y sus derivados vs. Brent



Fuente: [DANE](#), [EIA](#), [Banco de la República](#), [Ecopetrol](#), cálculos CAMPETROL.

Inversión Extranjera Directa (IED) del sector petrolero

En el primer semestre del año 2025, la Inversión Extranjera Directa (IED) registrada en la Balanza de Pagos del Banco de la República en Colombia ascendió a \$6.579 millones de dólares (MUSD). Dentro de este total, el sector petrolero representó el 23%, alcanzando un valor de \$1.514 MUSD, cifra que mostró un incremento del 15,6% respecto al mismo periodo de 2024.

De acuerdo con la Asociación Colombiana de Petróleo y Gas (ACP), para 2025 la inversión en exploración se estima en \$740 MUSD, 18% menos que en 2024, lo que representaría el nivel más bajo de los últimos cuatro años.

El 80% de estos recursos corresponde a compromisos contractuales obligatorios, confirmando la tendencia de una menor participación de la inversión voluntaria, que en años anteriores representaba cerca del 50%.

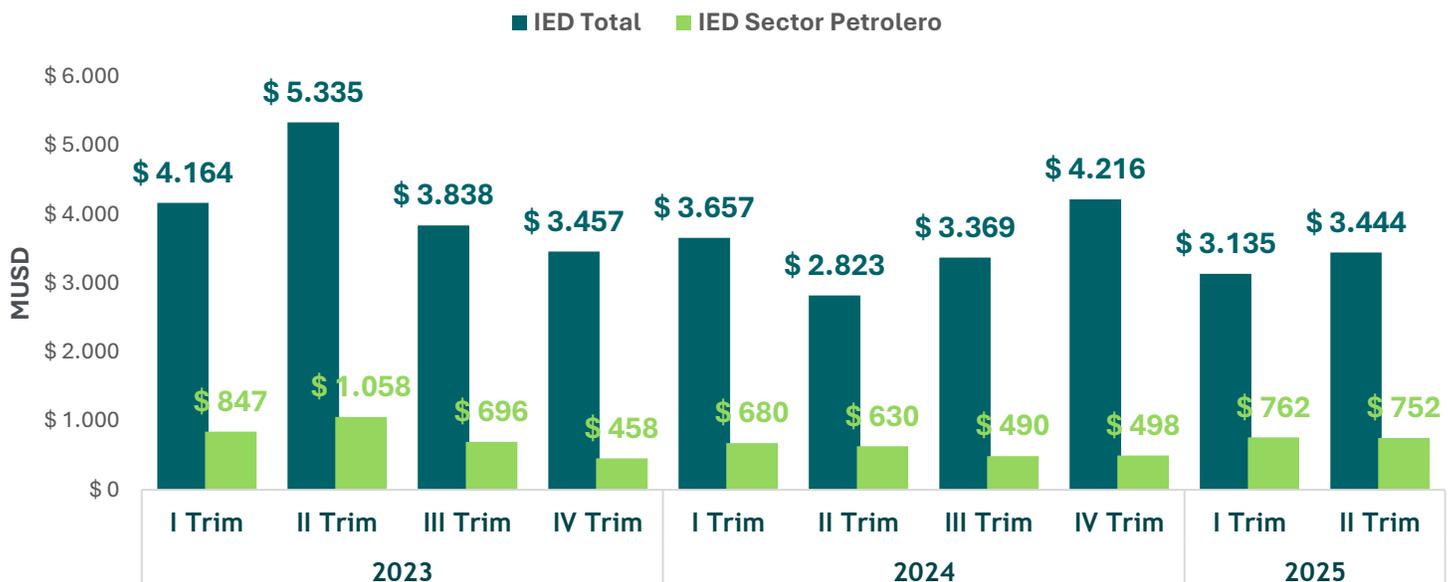
En tierra firme, se proyecta que el 75% de la inversión exploratoria se destine a perforación de pozos, 6% a sísmica y 18% a estudios y actividades previas.

Por su parte, la inversión en producción alcanzaría \$3.940 MUSD en 2025, lo que equivale a un incremento del 15% frente a 2024. Estos recursos se distribuirán en un 47% para perforación de pozos de desarrollo, 20% en facilidades de producción, 27% en proyectos de recobro mejorado y 6% en otras actividades.

En conjunto, la ACP estima que la inversión total en exploración y producción de hidrocarburos durante 2025 será de \$4.680 MUSD, es decir, un aumento del 8% frente al año anterior.

El incremento de la IED en el sector petrolero en el primer semestre de 2025 obedece a dos factores principales. Por un lado, las proyecciones de la ACP anticipan un mayor dinamismo en producción, con un aumento del 15% frente a 2024 (\$3.940 MUSD), que demanda nuevos aportes de capital extranjero. Por otro, la reinversión de utilidades de filiales extranjeras, reconocida por el Banco de la República como parte de la IED, permitió que recursos generados permanecieran en el país en lugar de ser repatriados.

Inversión Extranjera Directa



Fuente: [Banco de la República](#), [EIA](#), [Banco de la República](#), cálculos CAMPETROL.

Regalías generadas por el sector de hidrocarburos

Las regalías son una contraprestación económica que recibe el Estado colombiano por la explotación de sus recursos naturales no renovables, principalmente petróleo y gas natural. Se establecen como un porcentaje del valor de su producción, y su objetivo principal es compensar al país por la extracción de estos recursos que son finitos y de gran valor. Las regalías son un importante instrumento de política pública que, entre otros, permite la consecución de objetivos como:

Ingresos: Son una importante fuente de ingresos para el gobierno y sus regiones, ya que representan un porcentaje del valor de la producción de petróleo y gas. Estos ingresos pueden destinarse a financiar programas y proyectos de desarrollo social, infraestructura, educación, salud y otros sectores prioritarios.

Financiar el desarrollo regional: Los departamentos y municipios reciben un presupuesto proveniente de las regalías (a partir del cumplimiento de ciertos criterios relacionados con sus características socioeconómicas y productivas), lo que les permite invertir en infraestructura, educación, salud y otros sectores clave.

Esto puede incluir la construcción de infraestructura, la mejora de servicios públicos y la promoción de oportunidades de empleo y crecimiento económico local.

Conservación ambiental: Parte de las regalías pueden destinarse a programas y proyectos de conservación ambiental y protección del medio ambiente en las áreas afectadas por la extracción de hidrocarburos. Esto puede incluir medidas para mitigar el impacto ambiental de la industria petrolera, restaurar ecosistemas degradados y proteger la biodiversidad.

El logro de los objetivos mencionados depende en gran medida de la producción de hidrocarburos, de las variables asociadas a los precios del petróleo y de la tasa de cambio. En el primer semestre del año 2025, las regalías por explotación de hidrocarburos consolidaron su papel como una fuente clave de financiamiento nacional alcanzando un total de \$3,5 billones de pesos. Este valor representó una disminución del 14,9% (-\$619 mil millones de pesos) frente al registrado en el primer semestre de 2024. Esta contracción se explica principalmente por la menor producción fiscalizada (-33,2 KBPD; -4,3%) y por la reducción de los precios internacionales del crudo (-\$11,9 USD/Bl; -14,2%).

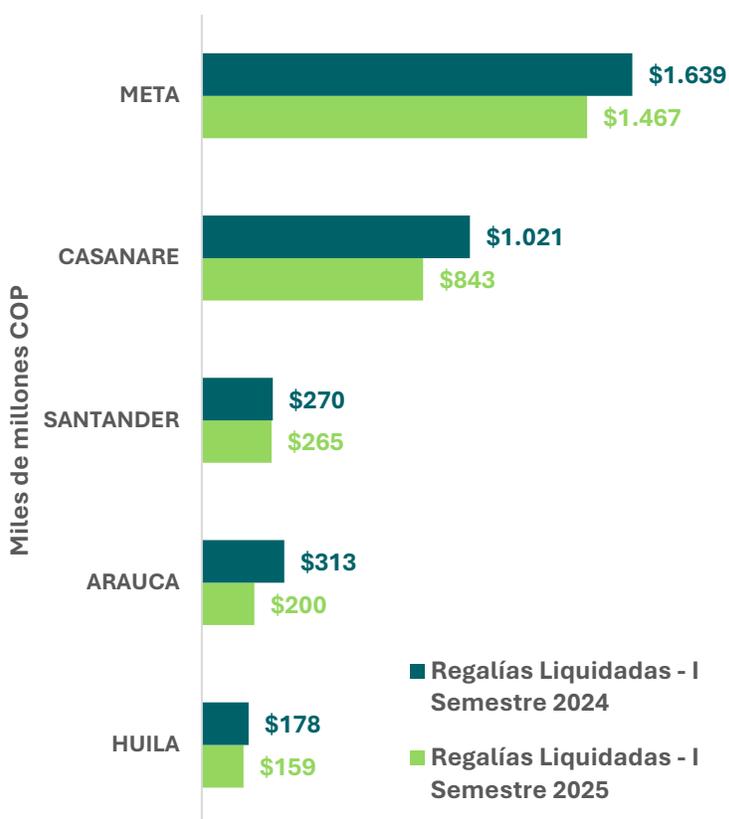
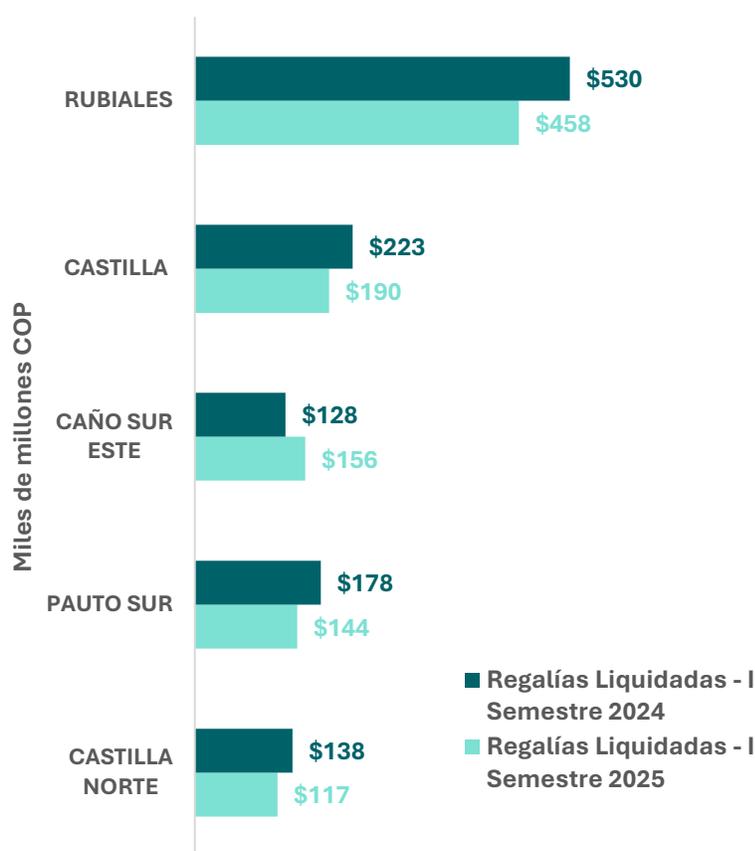
Regalías causadas por explotación de hidrocarburos



Fuente: ANH – Solar, cálculos CAMPETROL.

A nivel general, en el primer semestre del 2025 los departamentos que más aportaron al valor de las regalías causadas por la explotación de hidrocarburos fueron Meta, Casanare, Santander, Arauca y Huila, con una participación conjunta del 82,8% equivalente a \$2,9 billones de pesos. Estos cinco departamentos registraron descensos frente al mismo período del año anterior: Meta (-10,5%;-\$172 MMCOP), Casanare (-17,5%;-\$178 MMCOP), Santander (-1,8%;-\$5 MMCOP), Arauca (-36,1%; -\$113 MMCOP) y Huila (-11%;-20 MMCOP).

Los campos que mayor contribución tuvieron en la causación de regalías por la explotación de hidrocarburos fueron Rubiales, Castilla, Caño Sur Este, Pauto Sur y Castilla Norte, cuya participación ascendió al 30,0% del total. El campo Caño Sur Este evidenció un incremento en el valor de regalías causadas del 21,9% en relación con el mismo periodo en el año anterior. En contraste, los campos restantes tuvieron una reducción en el monto de regalías liquidado, siendo Pauto Sur el que experimentó el mayor descenso (-18,7%).

Regalías liquidadas - Top 5 departamentos

Regalías liquidadas - Top 5 campos


Fuente: [ANH – Solar](#), cálculos CAMPETROL

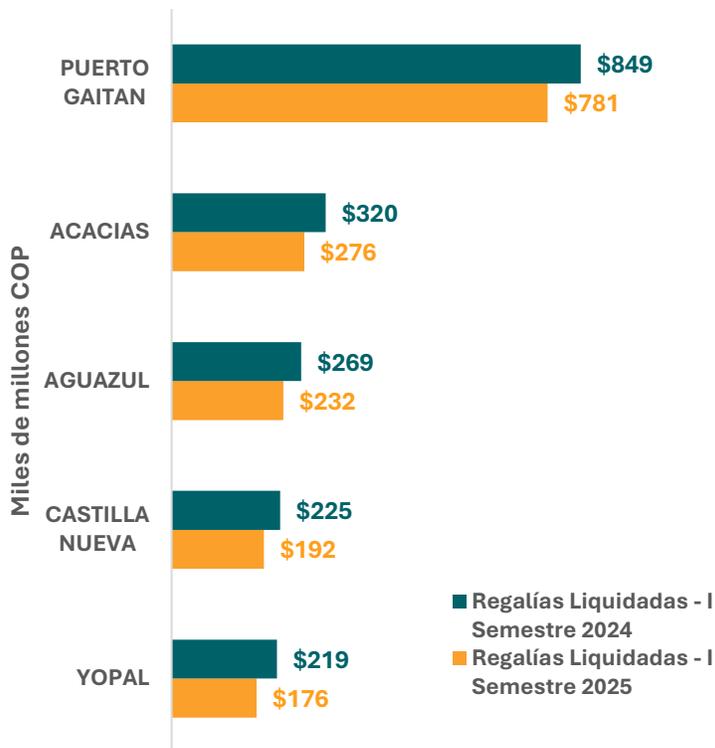
En el primer semestre de 2025 los municipios que más aportaron en el valor de las regalías causadas por la explotación de hidrocarburos fueron: Puerto Gaitán, Acacias, Aguazul, Castilla Nueva y Yopal, cuya participación en el monto total liquidado fue del 46,8% (\$1,6 billones de pesos). Los cinco municipios registraron una reducción acumulada del 12,0% en el monto liquidado, siendo Yopal el que tuvo la mayor reducción (-19,3%).

Por tipo de hidrocarburo, el petróleo y el gas evidenciaron una disminución del -15,4% y -11,8%, respectivamente, en relación con el primer semestre de 2024.

Se destaca la participación del 85,4% del petróleo en el valor causado total de regalías.

Ahora bien, para la realización y ejecución de los proyectos es necesario contar con las regalías presupuestadas a nivel nacional, departamental y municipal, las cuales se manejan desde el Sistema General de Regalías (SGR), el cual es un mecanismo que busca garantizar la distribución equitativa y el uso eficiente de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables del país. Así, los criterios de distribución de los recursos del SGR, de acuerdo con la Ley 2056 de 2020.

Regalías liquidadas - Top 5 municipios

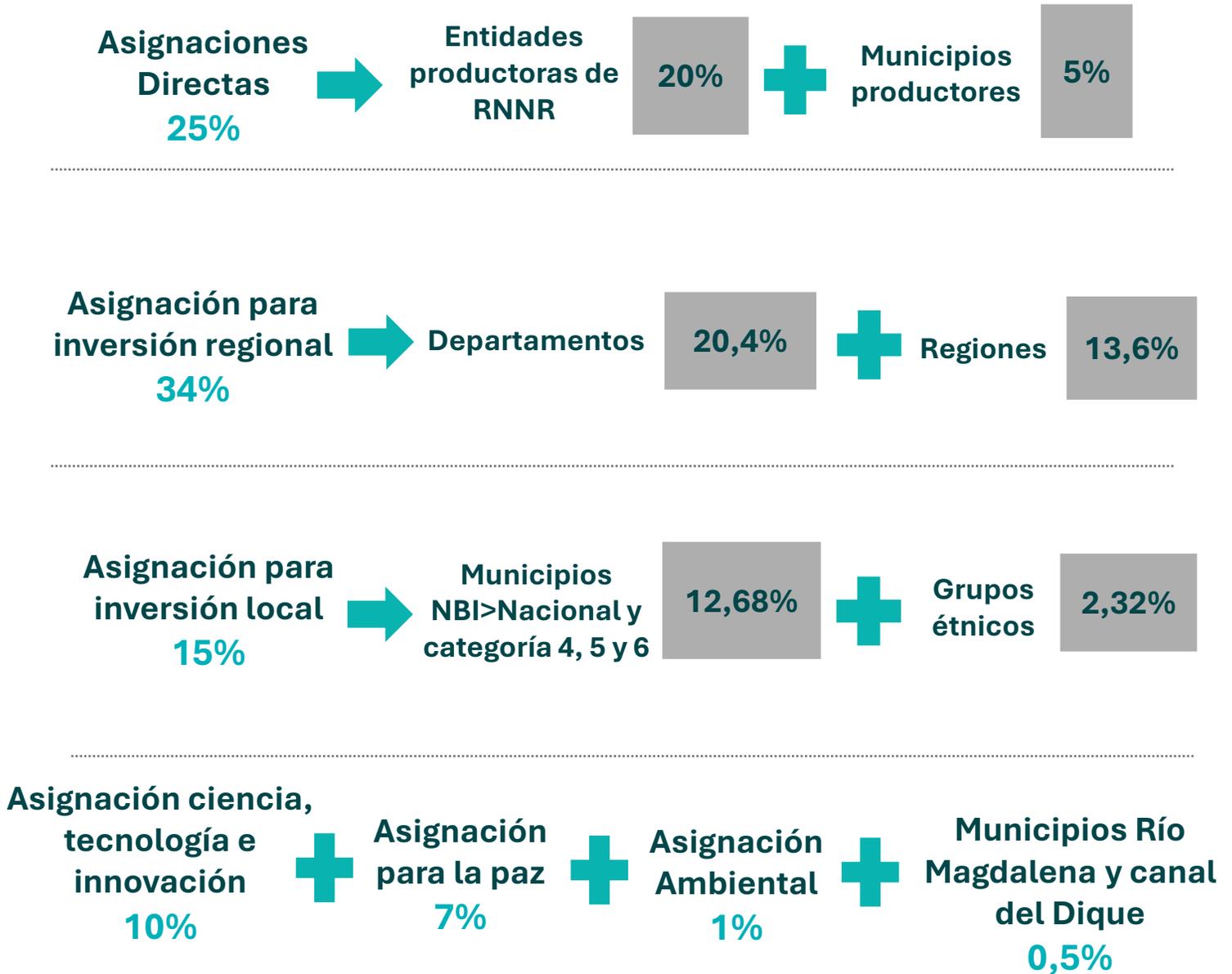


Regalías liquidadas – Tipo de hidrocarburo



Fuente: [ANH – Solar](#), cálculos CAMPETROL

Los recursos del Sistema General de Regalías se distribuyen de la siguiente forma en materia de inversión, equivalente al 92,5% de los recursos*:



*Nota: El 7,5% se distribuye en: Ahorro del SGR 4,5% y Administración del SGR 3%

NBI: Necesidades Básicas Insatisfechas

RNNR: Recursos Naturales No Renovables

SGR: Sistema General de Regalías

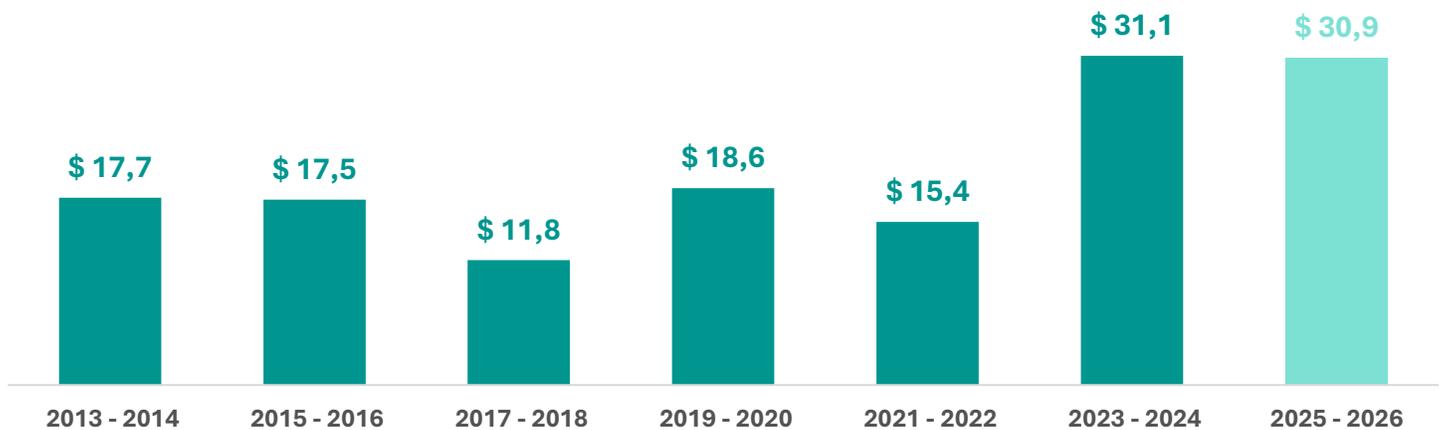
Fuente: Departamento Nacional de Planeación

Según el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en el Presupuesto General del Sistema General de Regalías, para el bienio 2025 – 2026 el valor presupuestado equivale a \$30,9 billones de pesos (Ley 2441 de 2024), el cual es un 0,6% inferior al presupuesto del bienio anterior. Es importante mencionar que, de acuerdo con la fuente en mención, a partir del año 2027 se proyecta una reducción progresiva del recaudo como consecuencia del proceso de transición energética que impacta a la baja las reservas del país.

otras de tipo renovable, que inevitablemente se asocian a una disminución en los procesos de exploración y producción, al tiempo que se van agotando progresivamente las reservas actuales. Por otro lado, los planes de trabajo y obras de los contratos vigentes de explotación minera proyectan una disminución progresiva en la producción de los distintos minerales que, sumada a un escenario descendiente en términos de precios, se traduce en una disminución progresiva del recaudo de regalías” (p. 16).

En palabras del documento “Por un lado, la descarbonización de la economía implica sustituir el petróleo y el carbón como fuentes de energía por

Regalías presupuestadas por bienio (Billones COP)



Fuente: [DNP - SICODIS](#), cálculos CAMPETROL

Nota de interés: Equivalencia de las regalías presupuestales en el presupuesto departamental

Las regalías presupuestadas del 2025 fueron equivalentes al presupuesto departamental, en el mismo año, en*:

- El 70,8% para Meta.
- El 63,4% para Casanare.
- El 39,5% para Arauca.
- El 13,2% para Santander.
- El 17,0% para Huila.

* La equivalencia se calcula dividiendo el presupuesto departamental de rentas y gastos del año 2025 para cada departamento entre el valor de regalías presupuestadas del año 2025 acordadas según la Ley 2441 de 2024.

Nota Técnica: Oil 2025: Analysis and Forecast to 2030 — IEA

De acuerdo con el documento *Oil 2025 – Analysis and Forecast to 2030* publicado por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en junio de 2025, la demanda global de crudo aumentará en 2,5 millones de barriles por día (MBPD), alcanzando un máximo de 105,5 MBPD en 2030. Paralelamente, la capacidad de producción mundial crecerá en más de 5 MBPD, llegando a 114,7 MBPD, impulsada principalmente por la expansión del gas natural licuado (GNL) y los líquidos no derivados del crudo.

La alianza OPEP+ ha comenzado a revertir los recortes de producción aplicados en años recientes, modificando las trayectorias de la oferta. Sin embargo, el incremento de producción proyectado en países como Estados Unidos, Canadá, Brasil, Guyana y Argentina cubriría el crecimiento esperado de la demanda en los próximos años.

En Asia, China alcanzaría su pico de consumo hacia 2027, como resultado del crecimiento acelerado de las ventas de vehículos eléctricos, la expansión de la red ferroviaria de alta velocidad y la sustitución progresiva hacia camiones que funcionan con gas natural.

La producción de Estados Unidos continuará aumentando, aunque a un ritmo más moderado, manteniendo su papel como principal contribuyente al crecimiento de la oferta fuera de la OPEP. Por otro lado, la industria petroquímica se consolidará como el motor principal de la demanda a partir de 2026; para 2030, se prevé que uno de cada seis barriles de petróleo sea absorbido por este sector.

Argentina proyecta un incremento de 430 KBPD, alcanzando 1,3 MBPD en 2030, impulsado por Vaca Muerta, junto con mayor capacidad de evacuación, perforación intensiva y reformas económicas.

Finalmente, Guyana continúa consolidando su crecimiento con el Bloque Stabroek, liderado por ExxonMobil, mientras que Surinam iniciará producción hacia finales de la década en el Bloque 58, operado por TotalEnergies. Estas dinámicas confirman la creciente relevancia del Caribe en el suministro energético global.

World oil demand by region, 2019-2030 (mb/d)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024-30 Growth Rate	2024-30 Growth
North America	24.9	21.9	23.7	24.3	24.6	24.5	24.6	24.5	24.4	24.3	24.1	24.0	-0.4%	-0.6
S&C America	6.7	5.7	6.3	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0	7.1	7.2	7.4	7.4	1.4%	0.6
Europe	15.8	13.7	14.4	14.9	14.8	14.9	14.9	14.8	14.6	14.5	14.3	14.1	-0.8%	-0.7
Africa	4.2	3.9	4.4	4.5	4.6	4.6	4.8	4.9	5.0	5.2	5.3	5.4	2.9%	0.9
Middle East	8.9	8.3	8.6	9.1	9.2	9.2	9.4	9.5	9.6	9.6	9.4	9.2	-0.1%	0.0
Eurasia	4.3	4.0	4.3	4.4	4.4	4.3	4.4	4.4	4.5	4.6	4.6	4.6	1.1%	0.3
Asia Pacific	36.0	34.2	35.6	36.3	38.0	38.6	38.9	39.4	39.8	40.1	40.4	40.7	0.9%	2.0
World	100.7	91.7	97.4	100.0	102.2	103.0	103.8	104.5	105.1	105.4	105.6	105.5	0.4%	2.5
Annual change	0.7	-9.0	5.7	2.7	2.2	0.9	0.7	0.7	0.6	0.2	0.2	-0.1		

Proyección de demanda de petróleo por regiones
Fuente: Oil 2025 : Analysis and Forecast to 2030 — IEA



II CONGRESO ANH

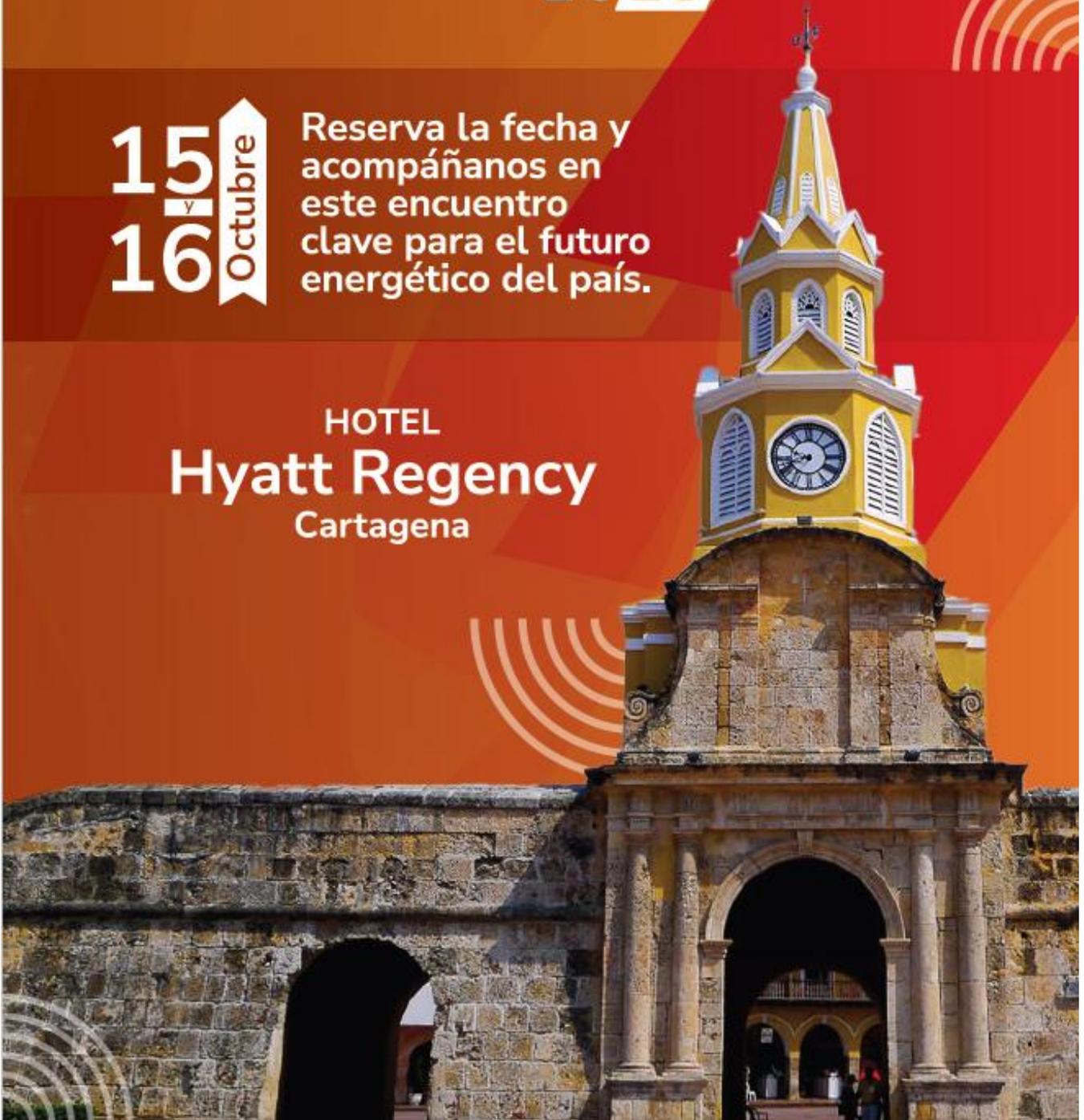
Estrategias Energéticas para Colombia

2025

15
y
16
Octubre

Reserva la fecha y
acompañanos en
este encuentro
clave para el futuro
energético del país.

HOTEL
Hyatt Regency
Cartagena





NO SE QUEDE POR FUERA DEL MAGAZINE

Edición no. 16

¡AMPLIAMOS FECHA DE CONVOCATORIA!

14 de noviembre de 2025
ÚLTIMA FECHA POSTULACIÓN DE ARTÍCULOS



Solicite mayor información
a **Ángela Hernández**
escaneando el código QR o
escribiendo a:
comunicaciones@campetrol.org



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de
Petróleo, Gas y Energía

Participe en las
MISIONES
INTERNACIONALES

Permiten establecer **alianzas estratégicas**, conocer nuevas **oportunidades de negocio** y fortalecer la presencia en mercados internacionales. Además, brindan acceso a **información actualizada** sobre el sector energético y conectan con **actores clave** de la industria.

*No dejes pasar la oportunidad de **impulsar el crecimiento** de tu empresa y **expandir tu red de contactos**.*



Mayor información:



Paola Rincón
Coordinadora Comercial
(+57) 317 655 4940
comercial@campetrol.org



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de
Petróleo, Gas y Energía



Taladro, área Caño Limón, Arauca, Colombia
Fuente: Sierracol

campetrol.org

Capítulo 3

Industria nacional de O&G&E

Pozos Exploratorios y de Desarrollo

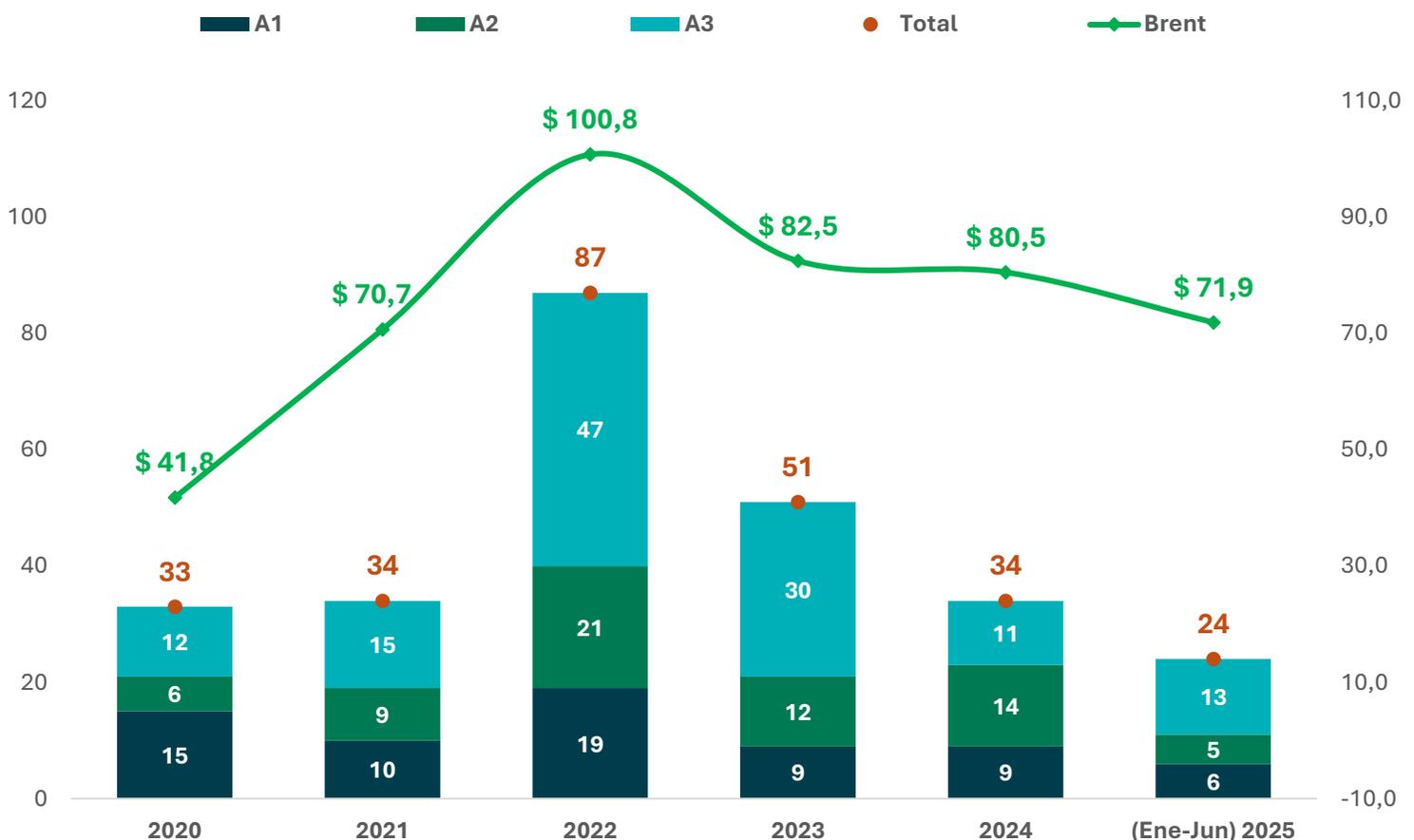
Entre enero y junio de 2025 se perforaron 24 pozos exploratorios, once más que en el mismo periodo de 2024 (+84,6%). De estos, 13 correspondieron a la categoría A3, 5 a A2 y 6 a A1. Durante este semestre, se adquirieron 740,2 km de sísmica 2D, lo que equivale a una disminución de 1.777 km en comparación con el mismo periodo del año anterior (-70,6%). En ese lapso, el precio promedio del Brent se ubicó en \$71,9 USD/barril, reflejando una disminución del 11,9% frente al primer semestre de 2024.

En julio de 2025, último mes con información disponible, no se registraron adquisiciones de sísmica, manteniéndose el mismo comportamiento observado en mayo y junio de ese año. En comparación con julio de 2024, cuando se

reportaron 34 km²-día de sísmica equivalente, esto representa una reducción total de actividad para el mismo mes.

A nivel anual, en 2024 se registró la perforación de 34 pozos exploratorios, una reducción del 33,3% frente a los 51 pozos reportados en 2023. De estos, 11 correspondieron a la categoría A3, 14 a A2 y 9 a A1. La sísmica adquirida durante el año alcanzó los 2.811 km en línea 2D, es decir, 1.444 km adicionales frente al total de 2023. El precio promedio del Brent durante 2024 fue de \$80,5 USD/barril, lo que representa una variación de -2,4% frente a 2023 (\$82,5 USD/barril) y de -20,2% en comparación con 2022 (\$100,8 USD/barril).

Brent vs. Pozos exploratorios



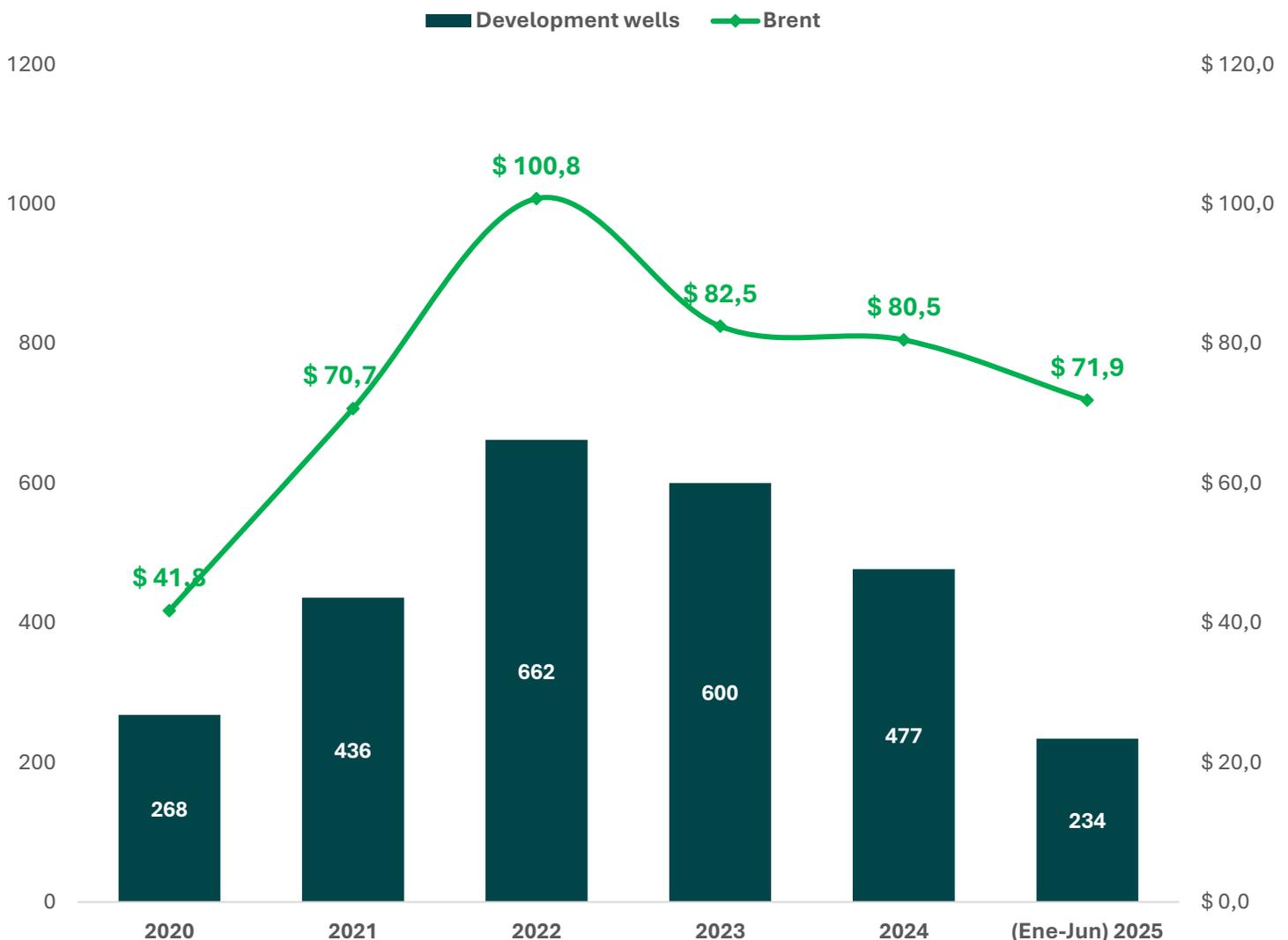
Fuente: [ANH](#), cálculos CAMPETROL.

Durante el primer semestre de 2025 se perforaron 234 pozos de desarrollo, 32 menos que en el mismo periodo de 2024. En el acumulado anual, se completaron 477 pozos, lo que representa una disminución del 20,5% respecto a 2023 (600 pozos) y del 27,9% frente a 2022 (662 pozos), año que registró el mayor nivel de actividad en el periodo postpandemia. El precio promedio del Brent en 2024 fue de \$80,5 USD/barril, con una reducción de 2,4% respecto a 2023 y de 20,2% frente a 2022.

En 2025, la actividad exploratoria muestra un incremento en el número de pozos perforados y una

reducción en los pozos de desarrollo, en un contexto de precios promedio del Brent inferiores a los de años previos. El avance en la adquisición de sísmica 2D y las proyecciones de perforación para el año reflejan un ajuste en las estrategias de exploración, orientado a ampliar el conocimiento geológico y a identificar nuevas áreas con potencial. Las decisiones operativas continúan determinadas por la dinámica de los precios internacionales del crudo y por las condiciones técnicas y logísticas del entorno.

Brent vs. Pozos de desarrollo



Fuente: [ANH](#), cálculos CAMPETROL.

Petróleo

La producción de petróleo en Colombia durante el primer semestre de 2025 estuvo condicionada por factores de seguridad y por la dinámica natural de los yacimientos.

En varias regiones productoras se presentaron paros comunitarios, bloqueos de vías y voladuras de oleoductos (de acuerdo con el Ministerio de Defensa, entre enero y junio de 2025 se registraron 21 voladuras, seis veces más que en el mismo periodo de 2024, cuando se contabilizaron 3 eventos). Estas alteraciones limitaron el transporte de crudo y afectaron la continuidad de la operación.

A ello se suma la declinación natural de campos maduros, que reduce gradualmente la capacidad extractiva; según la ACP, la tasa de declinación promedio fue de 22 % en 2024.

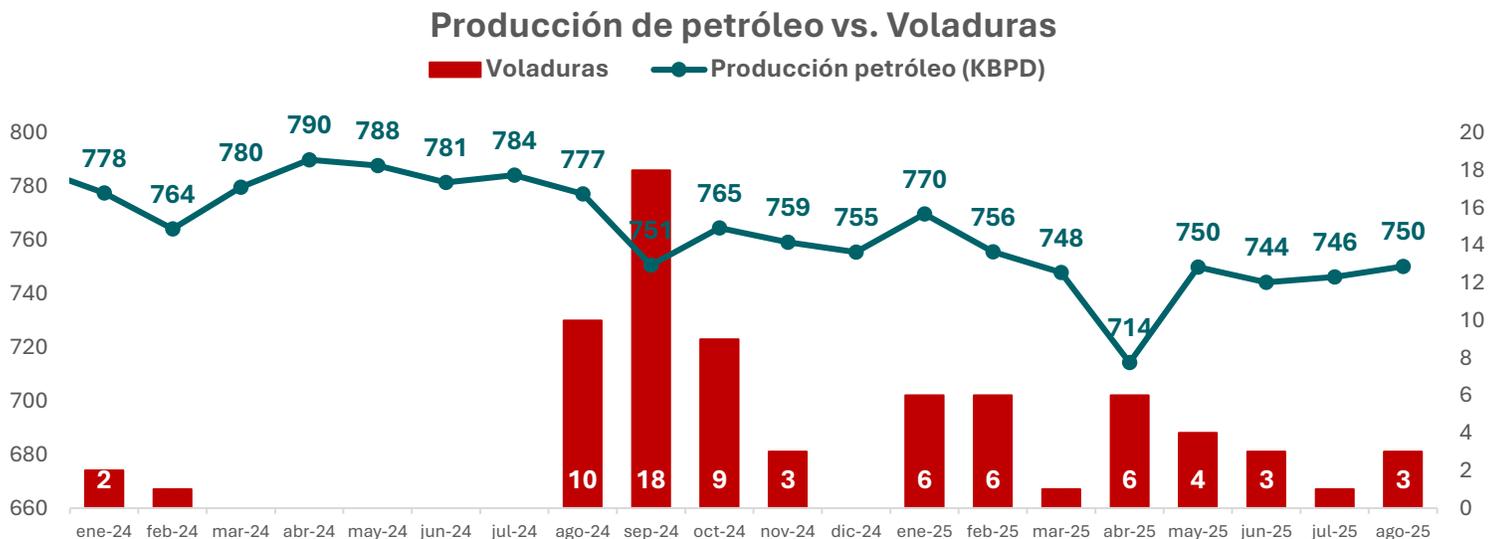
La combinación de estos factores se reflejó en los niveles de producción: durante el primer semestre de 2025 la producción fiscalizada promedió 747,0 KBPD, una disminución de 33,21 KBPD (-4,3%) frente al mismo periodo de 2024. En agosto de 2025 – último dato disponible- se registraron 750,1 KBPD, 3,5% menos que en agosto de 2024 y 0,5% por encima de julio de 2025. En el balance anual, la

producción de 2024 promedió 772,7 KBPD, un 0,6 % inferior al promedio de 2023.

Este comportamiento evidencia que la estabilidad de la oferta depende tanto de las contingencias de orden público como de la evolución estructural de los activos productivos, y resalta la necesidad de mantener actividades que compensen la declinación natural.

En este contexto, la perforación de nuevos pozos—ya sea en campañas de desarrollo de campos en operación o en pozos exploratorios que permitan incorporar reservas—es fundamental para sostener la producción a mediano y largo plazo. De manera complementaria, las actividades de exploración, que incluyen estudios geológicos y adquisición de sísmica, son esenciales para descubrir recursos adicionales y fortalecer la seguridad y la soberanía energética del país.

Para habilitar estas operaciones, la firma de nuevos contratos de exploración y producción (E&P/E&E) resulta estratégica: entre 2013 y 2022 (durante los últimos 10 años) se suscribieron 99 contratos, cifra inferior a la registrada entre 2010 y 2012, cuando se superaron los 120 acuerdos.



Fuente: [ANH](#), [Ministerio de Defensa](#), CAMPETROL, cálculos CAMPETROL.

Reservas de petróleo en Colombia

De acuerdo con el informe más reciente de la ANH (2024), las reservas probadas de petróleo (1P) llegaron a los 2.035 millones de barriles (Mbl), un aumento de 15 Mbl (0,7%) respecto a los 2.020 Mbl de 2023. Esto sucedió en un contexto en donde el barril de crudo, referencial Brent, disminuyó 2,4% entre 2023 y 2024, al pasar de un promedio anual de \$82,5 USD/Bl a \$80,5 USD/Bl, lo cual afectó la comercialidad de las reservas, según [EIA](#).

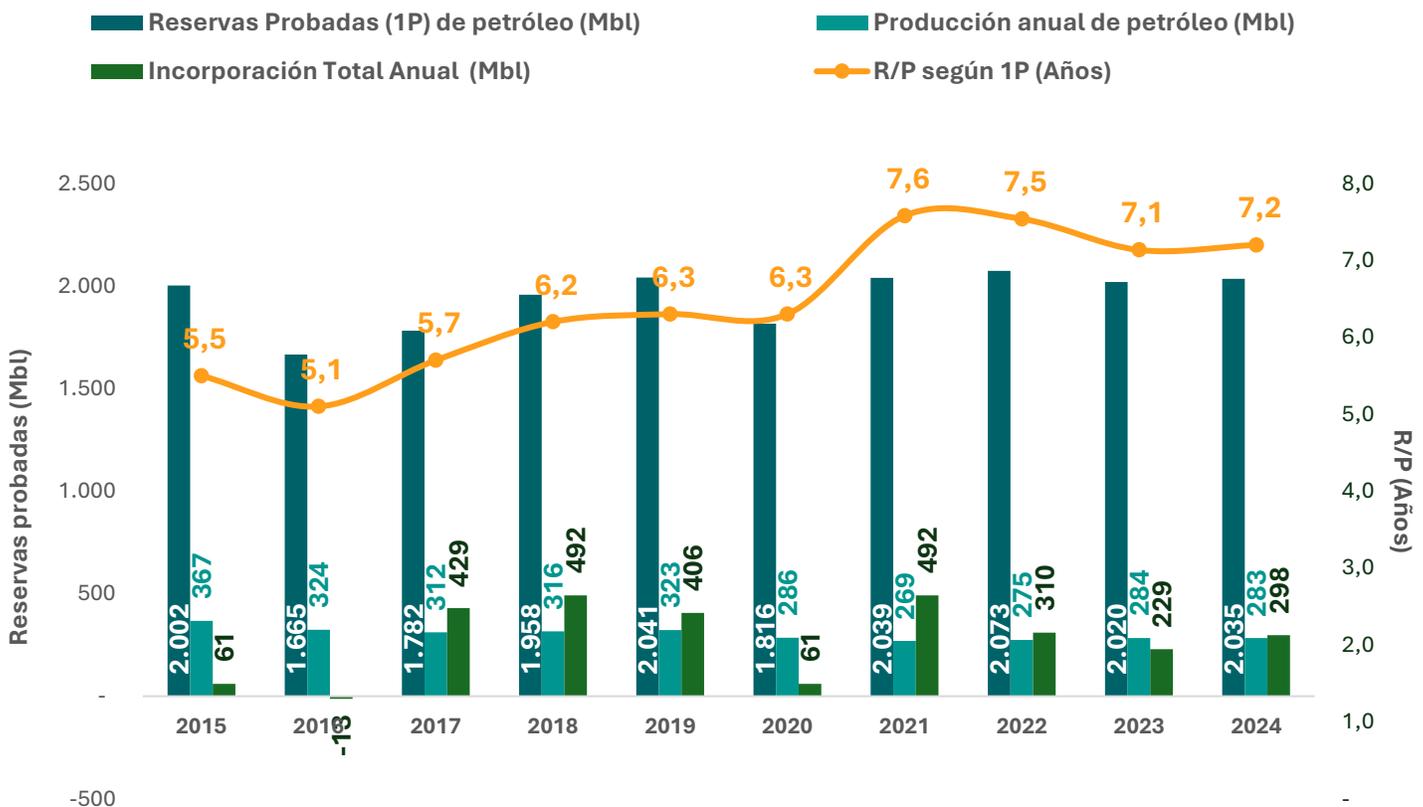
La incorporación total anual de petróleo en 2024 fue de 298 Mbl, lo que representa un aumento de 69 Mbl (30,1%) frente a 2023 (229 Mbl). Del total incorporado, el 6,7% (20 Mbl) correspondió a reclasificaciones, el 20,1% (60 Mbl) a Proyectos de Producción Incremental (PPI) y Recobro Mejorado (EOR), y el 74,5% (222 Mbl) a revisiones técnicas.

Como resultado de estas incorporaciones, la tendencia descendente del indicador R/P se revirtió respecto a los dos años anteriores.

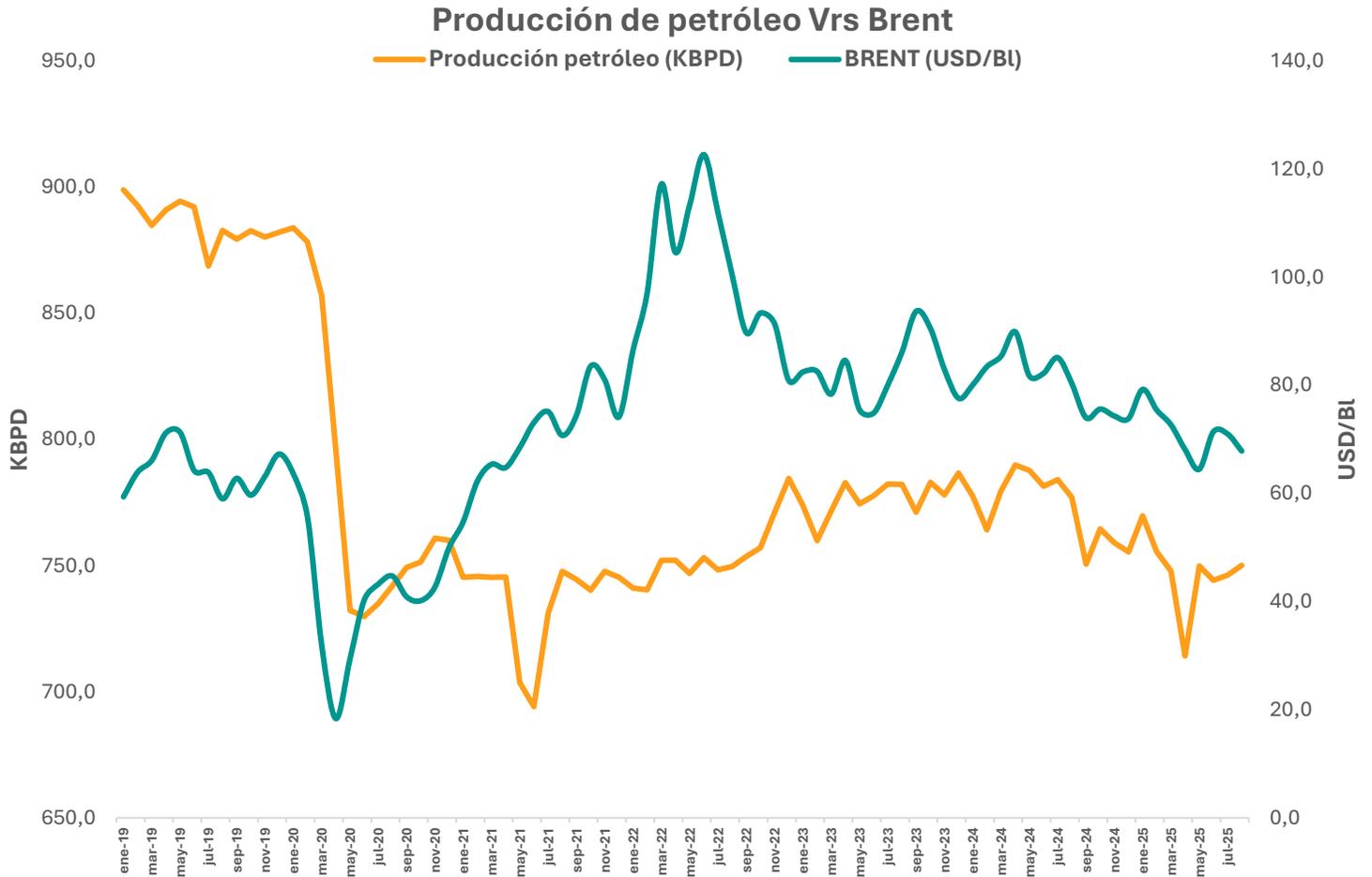
En cuanto a los recursos contingentes de petróleo, el volumen asciende a 2.417 Mbl clasificados como descubiertos y potencialmente recuperables (3C), lo que representa una disminución de 366 Mbl (-13,2%) en comparación con 2023.

Por tipo de contingencia, el 52% (1.259 Mbl) de estos recursos estuvo asociado a requerimientos de trámites ambientales, principalmente relacionados con procesos de socialización y gestión con las comunidades, necesarios para viabilizar nuevos proyectos, el 24% a contingencias económicas y el 12% a las contingencias técnicas.

Histórico Reservas Probadas, Producción e Incorporación anual de petróleo



Fuente: [ANH](#), cálculos CAMPETROL.



Fuente: [ANH](#), [EIA](#) , cálculos CAMPETROL.

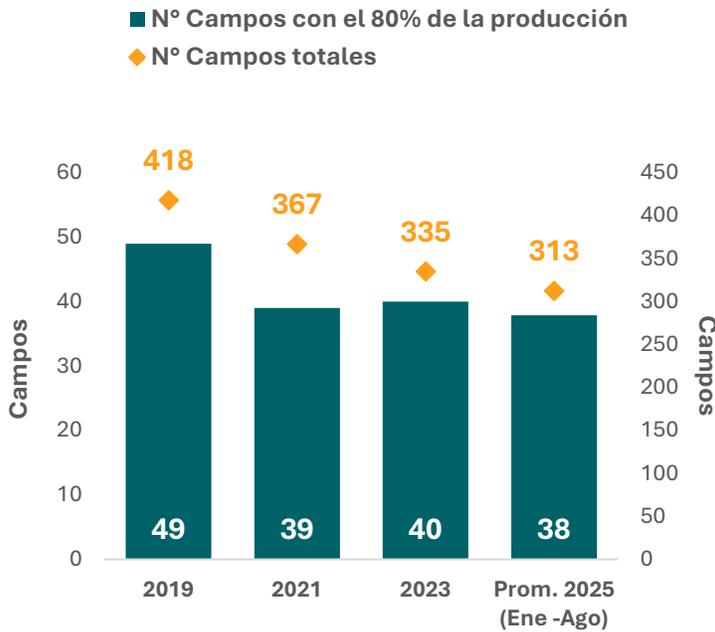
Es de destacar que, tras la pandemia, la producción de petróleo se ha focalizado en un conjunto más limitado de campos, disminuyendo un 25,2% pasado de 418 en 2019, a 313 en el promedio enero a agosto de 2025. Además, se observa que el top cinco de campos que registraron una alta producción en 2019, no han logrado recuperarse de las disminuciones registradas en los años siguientes.

No obstante, uno de los campos en desarrollo más destacados es Caño Sur Este, perteneciente al contrato de exploración y producción (E&P) del Bloque Caño Sur, firmado entre Ecopetrol y la ANH el 20 de junio de 2005. Tras perforar 61 pozos exploratorios, estratigráficos y delimitadores, se declaró su comercialidad en diciembre de 2013,

dando inicio a su desarrollo con una inversión a cinco años de USD \$656 millones. Esta inversión incluyó la perforación de 135 pozos, la construcción de instalaciones de superficie y las inversiones ambientales y sociales, entre otras. El desarrollo de Caño Sur Este se reflejó en un aumento de 1.320% de su producción, pasando de 3,5 KBPD en enero de 2019 a 49,7 KBPD en el promedio enero – agosto de 2025. Este crecimiento fue crucial para incrementar la producción nacional un 6,7% durante este periodo.

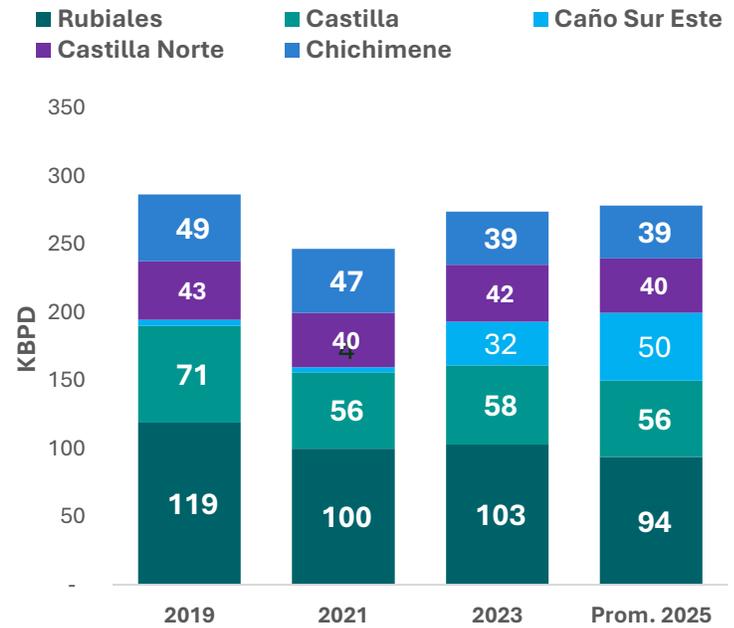
Cabe mencionar que solo en 2023, el campo experimentó un notable incremento en su producción diaria de petróleo, aumentando en un 113,9%, al pasar de 19,0 KBPD a 40,6 KBPD.

Números de campos que concentran el 80% de la producción total y campos totales



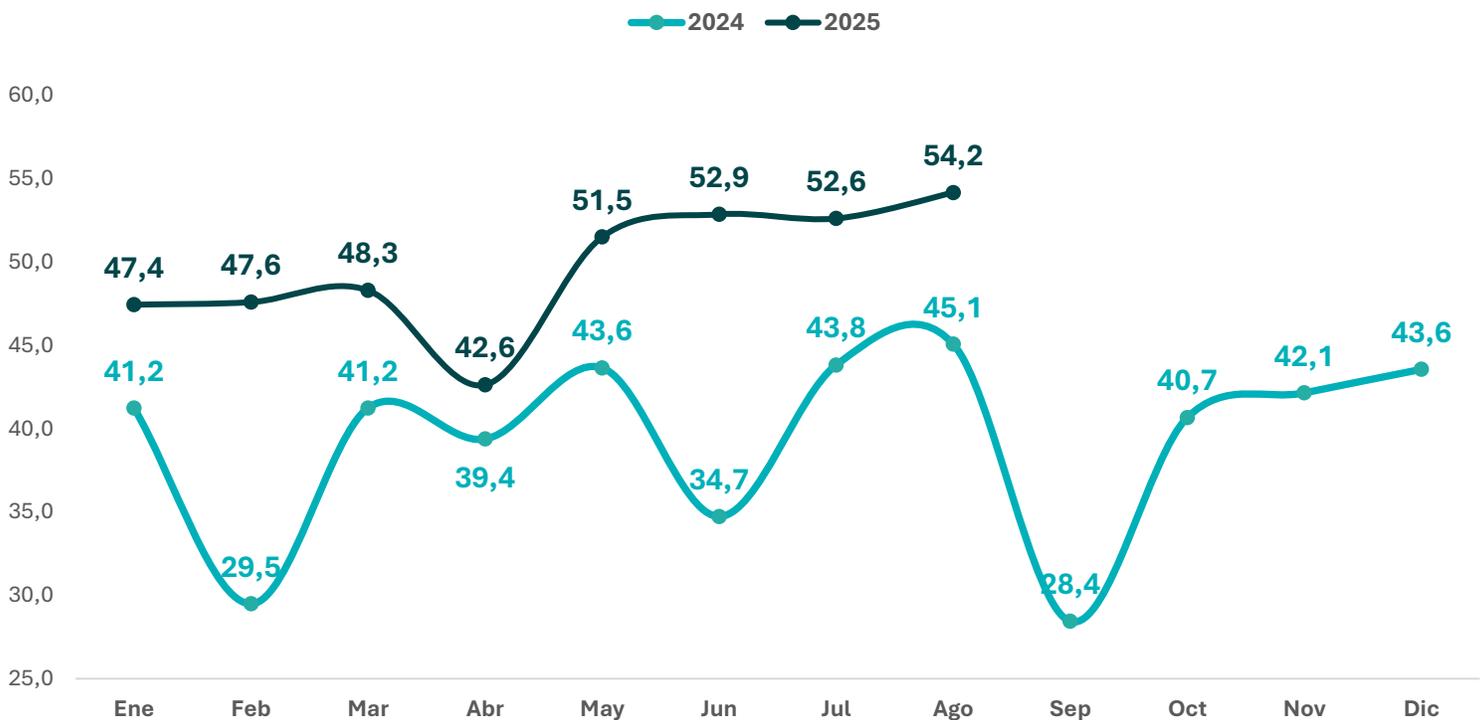
Fuente: ANH, cálculos CAMPETROL

Top 5 campos con la mayor producción de crudo



Fuente: ANH, cálculos CAMPETROL

Producción del campo Caño Sur Este (KBPD)



Fuente: ANH, cálculos CAMPETROL

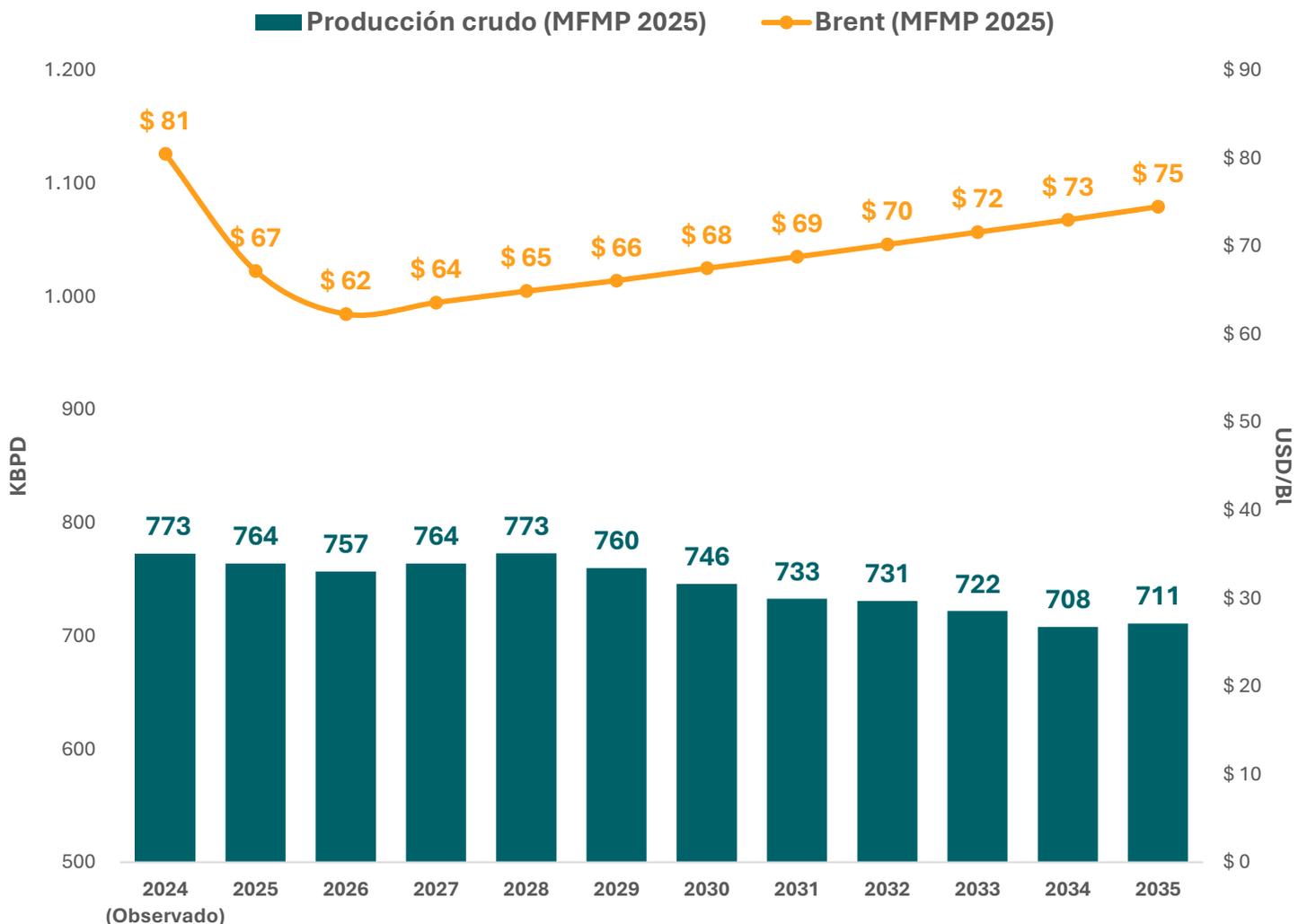
En el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) 2025, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público presenta su proyección oficial de la producción de petróleo en Colombia, la cual sirve como base para estimar los ingresos fiscales provenientes del sector.

Esta estimación incorpora supuestos macroeconómicos relacionados con el precio internacional del crudo Brent, la tasa de cambio y el comportamiento esperado de la inversión en exploración y producción.

Según el MFMP 2025, la producción nacional de petróleo alcanzaría los 773 mil barriles por día

(KBPD) hacia el año 2028, reflejando un comportamiento similar frente a los niveles observados en 2024 (773 KBPD). Así, a partir de ese punto se proyecta una tendencia descendente, con una producción estimada de 711 KBPD en 2035, en un contexto donde el precio del Brent alcanzaría \$75 USD/Bl.

Esta evolución responde, principalmente, al agotamiento progresivo de los campos maduros y al escenario base de inversiones esperadas en el sector, sin incorporar eventuales descubrimientos de alto impacto ni cambios sustanciales en la política energética.



Fuente: [MFMP 2025](#), cálculos CAMPETROL.

Gas Natural

La dinámica reciente del abastecimiento de gas natural en el país ha profundizado la tendencia dual observada en 2024: por un lado, una reducción en los niveles de producción nacional, y por otro, un aumento en las importaciones, que desde diciembre de 2024 ya no se destinan únicamente a la generación termoeléctrica, sino también al consumo del mercado primario (residencial, industrial y comercial), según [NATURGAS](#).

Este cambio responde a la estrechez de la oferta local, a la mayor demanda de gas en el sector eléctrico durante el fenómeno de El Niño y a los ajustes regulatorios introducidos por la CREG (Resoluciones [102-009](#) y [102-013](#) de 2024), que habilitaron mayor flexibilidad comercial para que el gas importado pudiera contratarse en el mercado

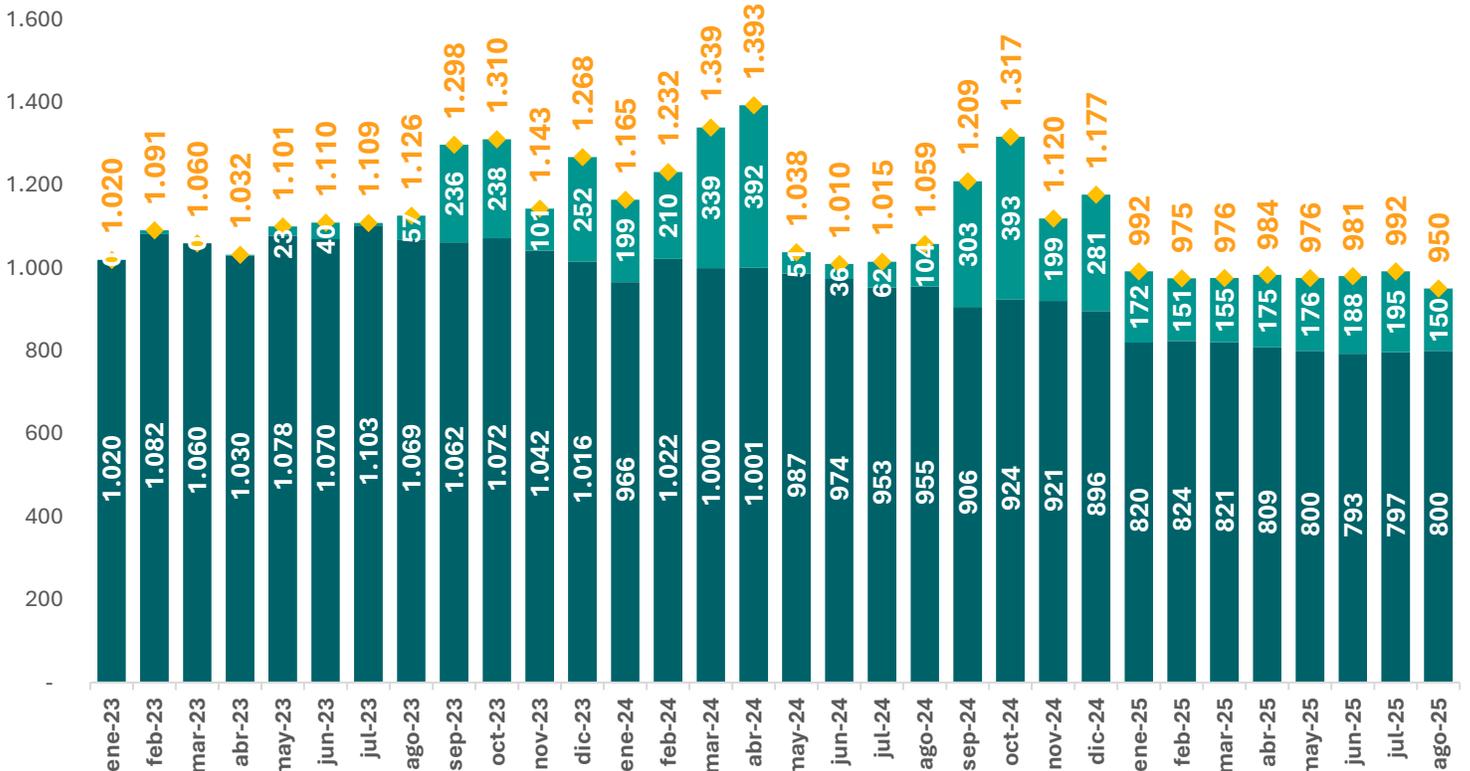
mayorista más allá del uso térmico.

Durante en el primer semestre del 2025, el volumen total de gas natural disponible en el país —suma de producción comercializada nacional e importaciones— promedió 980,6 MPCD (811,2 MPCD nacional + 169,4 MPCD importado), lo que representó una disminución de -18,0% frente al mismo periodo de 2024, cuando el promedio se ubicó en 1.196,1 MPCD (991,7 MPCD + 204,4 MPCD importado).

A su vez, durante el mismo periodo, la producción de gas fiscalizada en el país alcanzó los 1.290 MPCD, lo que representó una disminución de 12,4% (-163,7 MPCD) frente al primer semestre de 2024.

Volúmenes de gas disponible

■ Producción Nacional (MPCD) ■ Gas importado (MPCD)



Fuente: [Gestor del mercado de gas natural](#), ANH, cálculos CAMPETROL.

Así, según el último dato disponible, en agosto de 2025, la producción comercializada nacional mostró, en términos anuales, un comportamiento descendente debido a la declinación natural de campos maduros y a interrupciones operativas en regiones estratégicas, promediando 800,0 MPCD, con una reducción del 16,2% frente a agosto de 2024 y un aumento de 0,4% respecto a julio de 2025. Por su parte las importaciones, se consolidaron como fuente estructural de abastecimiento, con un promedio de 150,5 MPCD, un 45,4% superior a lo importado en agosto de 2024 y 22,9% inferior al mes anterior, julio de 2025.

En términos relativos, las importaciones representaron alrededor del 17,3% del gas disponible en el primer semestre de 2025, frente al 17,1% observado en 2024. De acuerdo con el Informe Especial de [Corficolombiana](#), el gas importado incorpora sobrecostos logísticos y de regasificación que lo hacen estructuralmente más caro que el nacional, lo que ha contribuido a la presión reciente sobre precios y tarifas.

En este contexto, TPL Gas recibió su primera carga de GNL en la terminal SPEC el 29 de noviembre de 2024 y, desde el 1 de diciembre, comenzó a suministrar gas importado a ocho empresas del mercado primario, ampliando su alcance más allá de la generación térmica.

Este cambio marcó el inicio de una nueva fase de abastecimiento en el país y, en línea con esta mayor dependencia externa, se estima que “industrias que hoy compran gas a 9 dólares (por millón de BTU) podrían llegar a pagar 20 dólares, debido a que el 65% del suministro provendrá de importaciones”, según [El Colombiano](#).

A nivel normativo, además de las resoluciones de 2024 que flexibilizaron las reglas de contratación, en 2025 la CREG 102-015 avanzó en la reorganización de los aspectos comerciales del mercado mayorista, en un contexto de estrechez que exige mayor transparencia y eficiencia en la asignación del recurso.

La creciente participación de importaciones dentro de la oferta nacional refleja una mayor dependencia externa para cubrir la demanda de gas natural.

Avanzar en nuevas fuentes internas, impulsar la exploración y convertir recursos contingentes en reservas será clave para la seguridad y soberanía energética. En este marco, es fundamental revisar el estado de las reservas y recursos de gas, su evolución y perspectivas, para evaluar la sostenibilidad del abastecimiento en el mediano y largo plazo.

Reservas de gas en Colombia

En los últimos diez años, Colombia ha experimentado una disminución del 53% en sus reservas probadas de gas natural (1P), pasando de 4.361 Gpc en 2015 a 2.064 Gpc en 2024. Este comportamiento se refleja también en la relación R/P, que cayó de 10 años en 2015 a 5,9 años en 2024 (-41%). En 2024, las reservas probadas alcanzaron 2.064 Gpc, lo que representó una disminución de 309 Gpc (-13,0%) frente a 2023 (2.373 Gpc) y de 753 Gpc (-26,7%) en comparación con 2022.

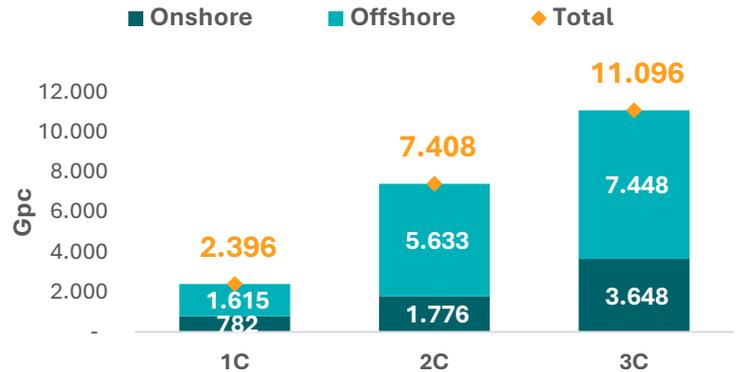
En cuanto a la incorporación total anual de gas, en 2024 se reportaron 42 Gpc, lo que representa un aumento de 100 Gpc respecto al valor negativo de 2023 (-58 Gpc). No obstante, esta cifra refleja una disminución de 3 Gpc (-6,7%) frente a 2022 (45 Gpc), y una caída de 67 Gpc (-61,5%) al compararla con el promedio de los últimos diez años (109 Gpc).

Sobre las nuevas incorporaciones de gas natural (descubrimientos), en 2024 sumaron 37 Gpc, lo que representa un incremento de 7 Gpc (23,3%) frente a 2023 (30 Gpc), de 1 Gpc (2,8%) respecto a 2022 (36 Gpc), y de 11 Gpc (44,0%) en comparación con el promedio de la última década (26 Gpc).

Cabe señalar que, dentro del gas incorporado por Proyectos de Producción Incremental (PPI) y Recobro Mejorado (EOR), se atribuyen 104 Gpc, y por descubrimientos, 37 Gpc.

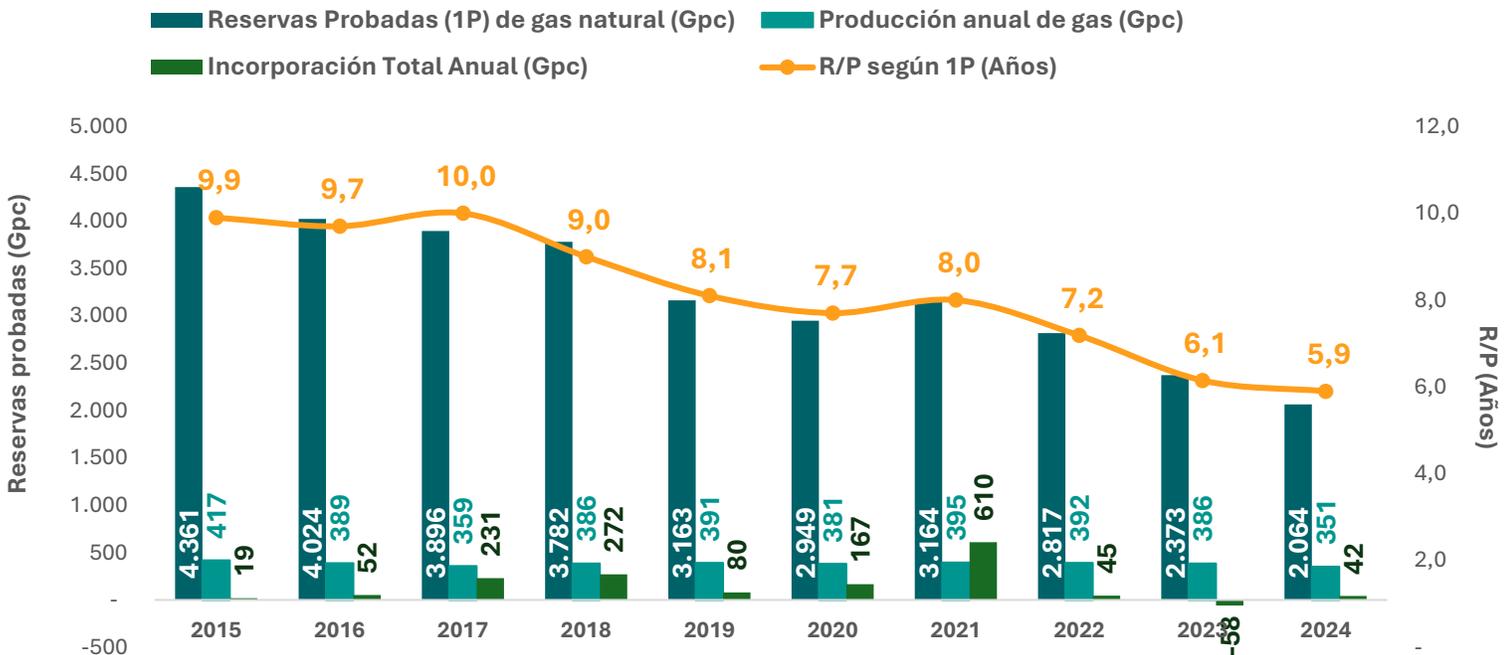
Finalmente, los recursos contingentes de gas natural (3C) alcanzaron 11.096 Gpc en 2024, con un aumento de 3.590 Gpc (47,8%) frente a 2023 (7.506 Gpc) y de 5.289 Gpc (91,1%) respecto a 2022 (5.807 Gpc). De este total, el 67,1% (7.448 Gpc) corresponde a recursos costa afuera y el 32,9% (3.648 Gpc) a terrestres. Por tipo de contingencia, el 42,3% (4.688 Gpc) se asocia a restricciones ambientales y sociales, lo que refleja la relevancia de los factores no técnicos en la viabilización de estos recursos.

Recursos Contingentes de gas



La viabilización de proyectos *offshore* será clave, dado que concentran la mayor proporción de recursos contingentes. Este aspecto cobra mayor relevancia ante la madurez y declinación de campos tradicionales como Cupiagua, Cusiana, Chuchupa y Ballena. En este contexto, el hallazgo del pozo Sirius-2 en el bloque Tayrona, con más de 6 Tpc de gas in place, se perfila como el mayor descubrimiento en la historia del país y podría duplicar las reservas actuales si alcanza desarrollo comercial.

Histórico Reservas Probadas, Producción e Incorporación anual de gas



Fuente: ANH, cálculos CAMPETROL.

Balance de gas

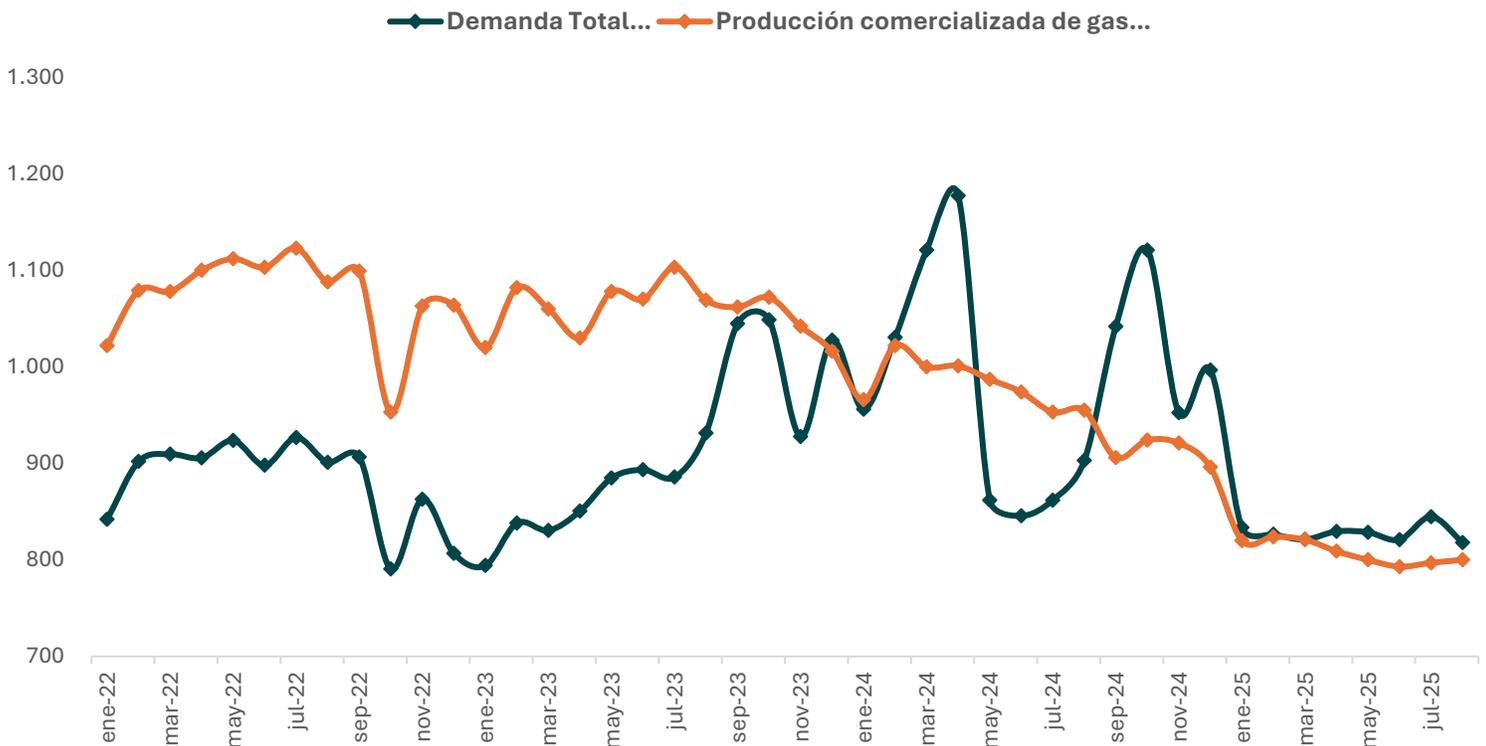
Entre enero y junio de 2025, la demanda de gas natural en Colombia promedió 826,7 millones de pies cúbicos por día (MPCD), lo que representó una disminución del 17,2% frente al mismo periodo de 2024 (-172,1 MPCD). Esta reducción estuvo explicada, principalmente, por el menor consumo en el sector de Generación Térmica, que descendió a 152,5 MPCD (-49,4%), en un contexto de condiciones climáticas más favorables tras la fase crítica del fenómeno de El Niño.

Según el último dato disponible, correspondiente a agosto de 2025, la demanda total se ubicó en 818,1 MPCD, registrando una disminución de 9,4% (-85,0 MPCD) frente a agosto de 2024 y de 3,2% respecto a julio de 2025. La variación mensual respondió a la menor participación de la generación térmica, con una reducción de 27,8% (-61,9 MPCD), y al menor consumo del sector industrial, que disminuyó 18,4% (-48,6 MPCD).

Este comportamiento se dio en un contexto en el que la producción comercializada de gas natural también mantuvo una tendencia descendente, ampliando la brecha frente a la demanda total. Dicha diferencia se ha cubierto cada vez más con importaciones de GNL, lo que refleja un cambio estructural en el abastecimiento del país. Según el [Gestor del Mercado de Gas Natural](#), en 2025 se proyecta un déficit de gas en firme equivalente al 8,2% de la demanda total, proporción que podría aumentar hasta 20,6% en 2026 si no se incorporan nuevas fuentes de suministro.

Este panorama resalta la urgencia de acelerar proyectos nacionales —como la declaración comercial de Lorito, la más grande en la última década, y el inicio de perforación de Papayuela en costa afuera—, en especial los *offshore* en el Caribe, para asegurar un abastecimiento confiable y reducir la dependencia creciente del gas importado..

Balance entre oferta nacional y demanda (MPCD)



Fuente: [Gestor del mercado de gas natural](#), cálculos CAMPETROL.

Actividad de taladros

Desde noviembre de 2022, cuando se alcanzó el pico de actividad postpandemia, la industria de taladros en Colombia ha experimentado un periodo de contracción.

En septiembre de 2025, se registraron 112 equipos activos, lo que representa una disminución del 27,7% frente a los 155 taladros reportados en noviembre de 2022 (43 equipos menos). Esta disminución en la actividad operativa ha tenido un efecto directo sobre el empleo generado por la industria. Se estima que la pérdida acumulada en este periodo asciende a aproximadamente 23.400 empleos, de los cuales 4.550 corresponden a empleos directos y 18.850 a indirectos.

Cada taladro de perforación genera en promedio 100 empleos directos, mientras que uno de reacondicionamiento genera cerca de 50. Además, según Fedesarrollo (2012), cada empleo directo en esta industria da lugar a 5,5 empleos indirectos, lo que refuerza el impacto multiplicador de esta actividad en el tejido productivo nacional.

Durante el primer semestre de 2025, el promedio de taladros activos fue de 109 unidades, lo que representó un incremento de 0,9% frente al mismo periodo de 2024 (+1 equipo). Este crecimiento se consolidó en septiembre de 2025, cuando se mantuvo el nivel alcanzado en julio con 112 equipos en operación. De esta manera, en el acumulado de enero a septiembre de 2025, el promedio ha sido de 110 taladros activos, es decir, 2 equipos más (+2,0%) en comparación con el promedio registrado en 2024.

Al desagregar por tipo de actividad, se evidencia que la caída ha sido pronunciada en los taladros de perforación. Entre noviembre de 2022 y septiembre de 2025, el número de taladros en esta categoría se redujo en un 48,3%, al pasar de 60 a 31 unidades (-29 taladros). Durante el primer semestre de 2025, el

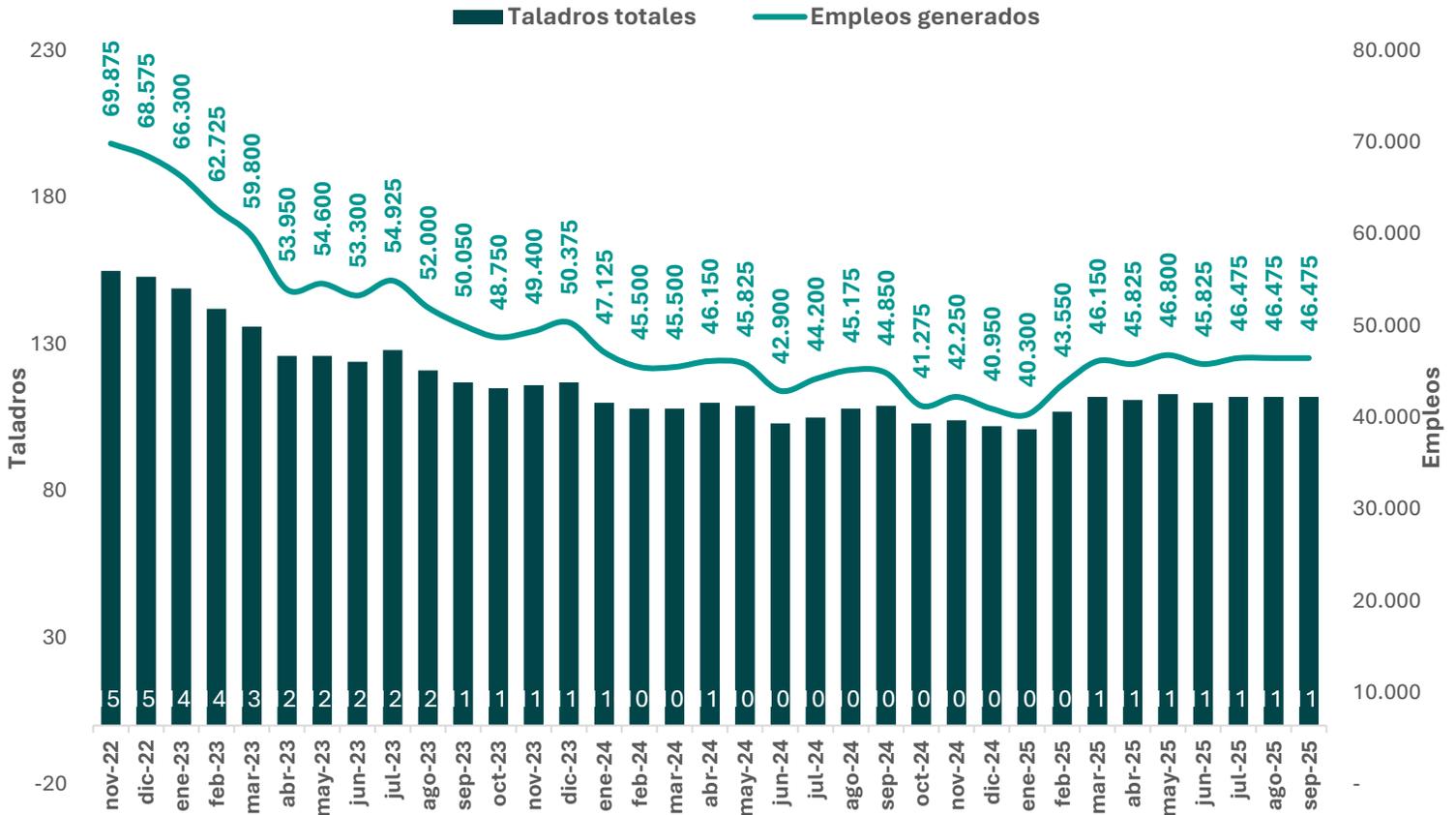
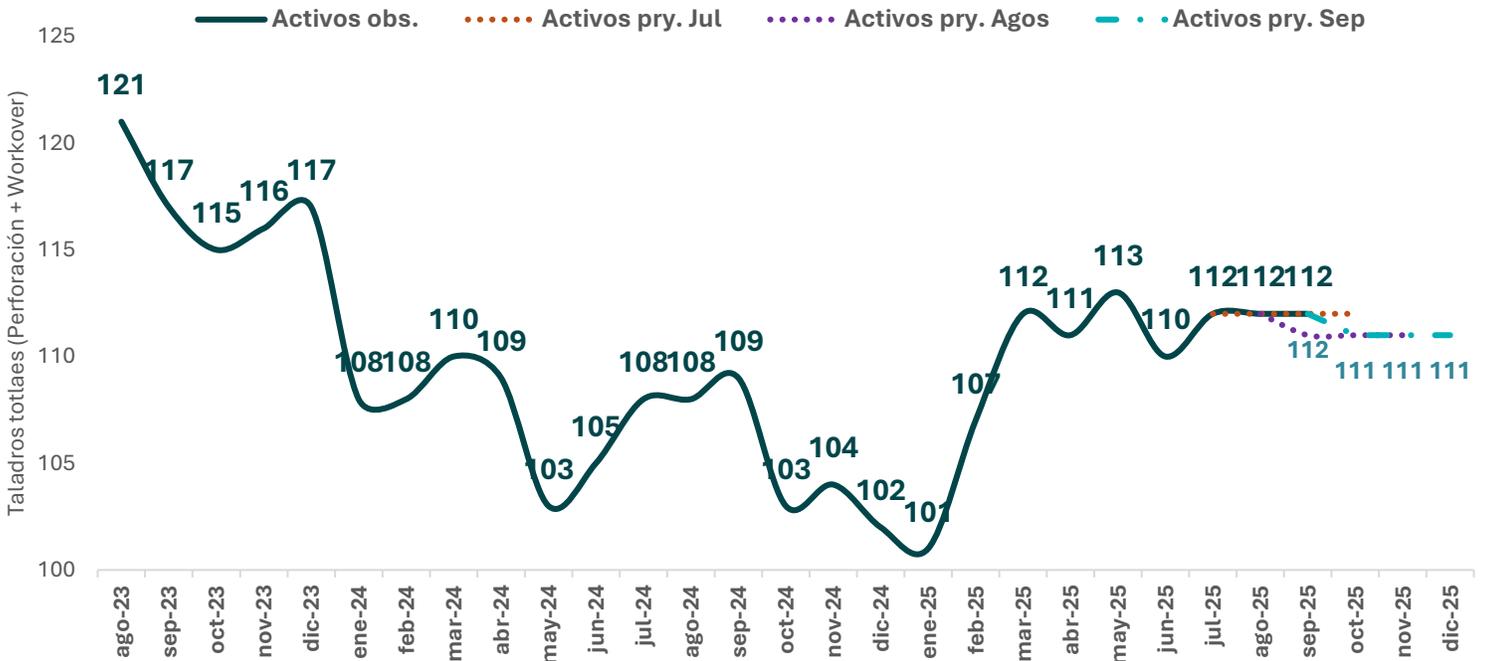
promedio mensual fue de 29 equipos, 3 menos que en el mismo periodo del año anterior. En agosto de 2025, el número de taladros de perforación activos alcanzó 31 unidades. Con este resultado, el promedio anual de 2025 se ubicó en 29 equipos, lo que representa una disminución de 6,4% frente al promedio registrado en 2024 (-2 unidades).

Por su parte, los taladros de reacondicionamiento también presentaron una reducción. Entre noviembre de 2022 y a septiembre de 2025, esta categoría pasó de 95 a 81 equipos activos (-14,7%). En el primer semestre de 2025, el promedio fue de 80 equipos, cuatro más que en el mismo periodo de 2024. En el consolidado anual, luego del reporte de agosto en 81 equipos, el promedio fue de 81 taladros, lo que implica un aumento del 5,5% respecto al año anterior (+5 equipos).

En términos de empleabilidad, durante el primer semestre de 2025, el promedio mensual de empleos asociados (directos e indirectos) fue de 44.742, lo que refleja una contracción del 1,7% frente al mismo periodo de 2024, cuando la cifra alcanzó los 45.500 puestos de trabajo.

Con relación a las proyecciones para los próximos meses, se estima una estabilidad en el número total de equipos activos. Para octubre, noviembre y diciembre de 2025, se prevé un total de 111 taladros en operación, respectivamente. En la actividad de perforación, se estima que en octubre operen 31 equipos los próximos meses. Asimismo, en cuanto a los equipos de reacondicionamiento, se proyecta que el número permanezca en 81 unidades durante el periodo analizado.

Estas estimaciones sugieren una posible estabilización operativa en el corto plazo, en línea con la dinámica técnica y contractual del sector.

Taladros Totals Vrs Empleos generados

Proyecciones de taladros


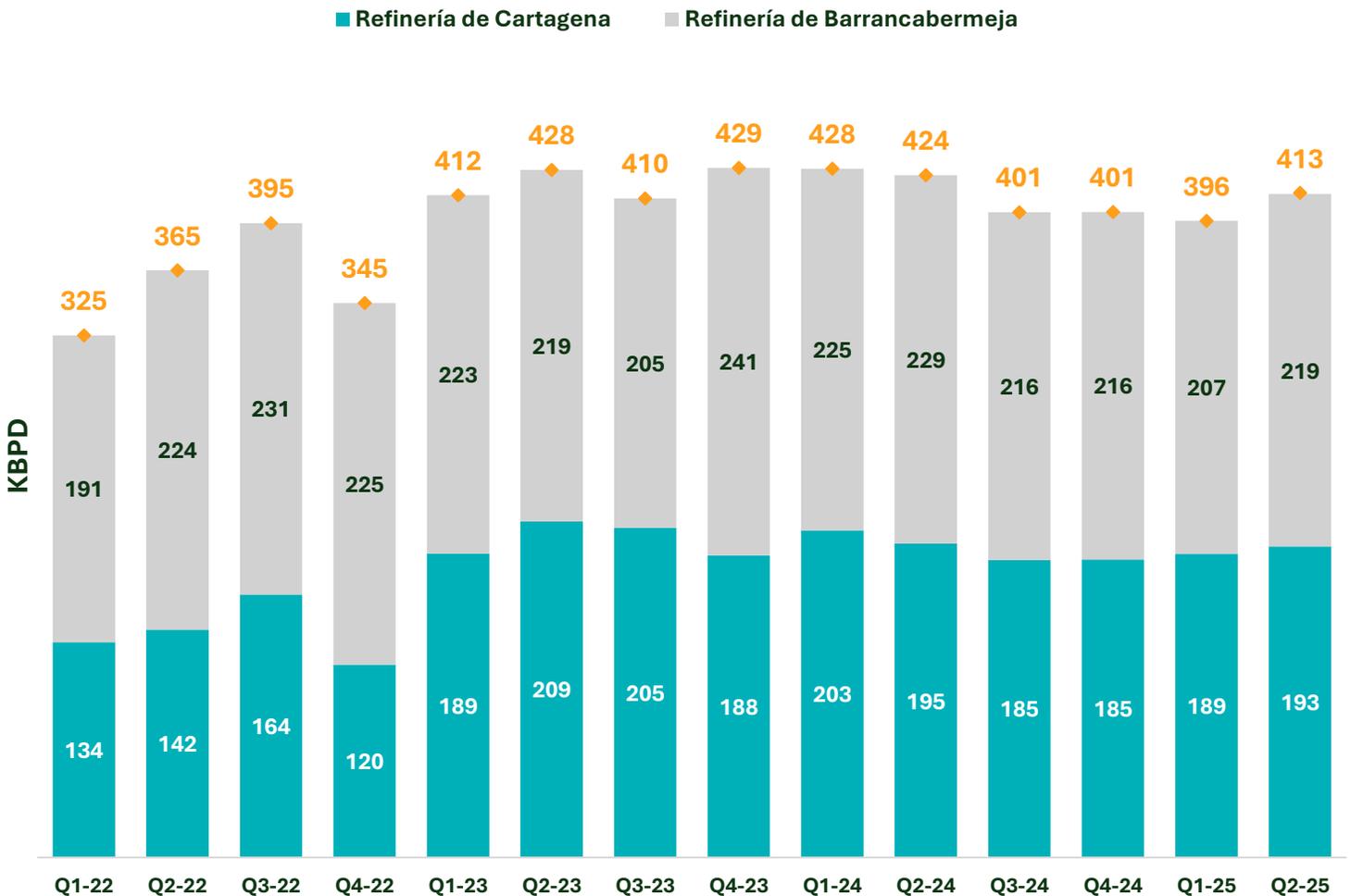
Fuente: CAMPETROL, cálculos CAMPETROL.

Refinerías

En el primer semestre de 2025, el segmento de refinación en Colombia operó en un contexto desafiante, marcado por paradas de mantenimiento mayor en unidades críticas, menor disponibilidad de crudo liviano por los atentados al sistema Caño Limón – Coveñas y una mayor presión operativa en algunas plantas, según [Ecopetrol](#). A pesar de ello, las refinerías alcanzaron una disponibilidad operacional promedio de 95,8%, superior al 91,2% del semestre anterior, destacándose en el benchmarking regional de Solomon entre las más competentes de Latinoamérica.

Entre enero y junio de 2025, la carga consolidada promedio del sistema fue de 404,6 KBPD, lo que representa una disminución de 5,1% frente al mismo semestre de 2024 (-21,8 KBPD), cuando se ubicó en 426,6 KBPD, respondiendo principalmente a las paradas programadas en Barrancabermeja y a la menor recepción de crudo liviano, situación que también afectó la operación en Cartagena. En el segundo trimestre de 2025 –último dato disponible–, la carga consolidada fue de 413,3 KBPD, inferior 2,6% a los 424,4 KBPD registrados en el mismo trimestre del 2024.

Carga a refinerías



Fuente: [Ecopetrol](#), cálculos CAMPETROL.

Durante los primeros seis meses de 2025, la Refinería de Cartagena procesó en promedio 191,1 KBPD, con una caída de 4,1% (-8,2 KBPD) frente al mismo semestre de 2024, cuando la carga fue 199,3 KBPD). En el segundo trimestre, la carga se ubicó en 193,4 KBPD, 0,9% por debajo del segundo trimestre de 2024. La menor disponibilidad de crudos nacionales, en particular del Caño Limón, incidió en el desempeño.

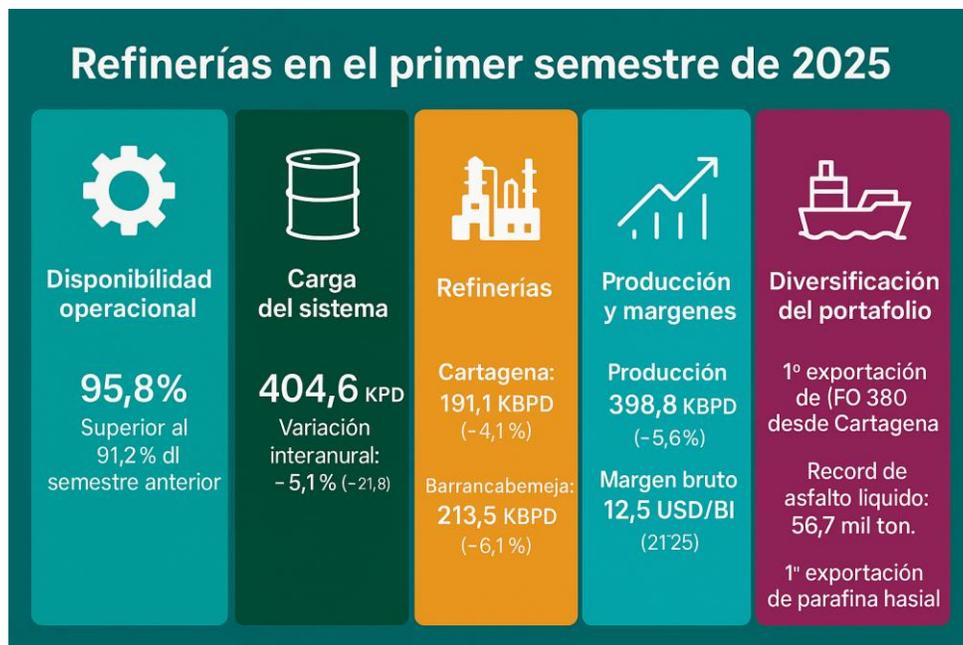
La producción de refinados promedió 183,2 KBPD en el semestre en estudio, un descenso de 4,8% interanual. El margen bruto fue de 10,7 USD/BI, afectado por precios internacionales menos favorables y menores volúmenes de crudo liviano.

Así mismo, Barrancabermeja registró una carga promedio de 213,5 KBPD, lo que implicó una disminución de 6,1% (-14,0) frente al mismo semestre de 2024, cuando la carga registrada fue 227,1 KBPD. Entre abril y mayo de 2025, la carga fue de 219,9 KBPD, inferior en 4,4% al mismo período en 2024. La reducción obedeció en un 80% a la menor disponibilidad de crudo por afectaciones en transporte y bloqueos, en un 10% a restricciones de retiro de productos en Pozos Colorados y en otro 10% a las paradas de unidades críticas.

La producción de refinados promedió 215,6 KBPD en el semestre en mención, con una contracción de 6,5% interanual. A pesar de este escenario, el margen bruto alcanzó 12,6 USD/BI, superior en 8,6% al registrado en el 1S24, soportado en condiciones de mercado más favorables.

En términos de producción, el sistema refinador colombiano entregó en promedio 398,8 KBPD en el primer semestre del año en curso, una reducción de 5,6% frente al mismo periodo de 2024. Cartagena aportó 183,2 KBPD y Barrancabermeja 215,6 KBPD. El margen bruto integrado del sistema fue de 12,5 USD/BI en el 2T25, un repunte frente a los 9,1 USD/BI del mismo trimestre de 2024, gracias a la mejora en diferenciales de diésel y gasolina, a pesar de la menor carga procesada.

Durante este periodo, el segmento de refinación avanzó en la diversificación del portafolio, con hitos como la primera exportación de IFO 380 desde Cartagena (185 mil barriles), el récord en exportaciones de asfalto líquido desde Barrancabermeja (56,7 mil toneladas en mayo) y la primera exportación directa de parafina líquida liviana hacia Brasil.



Fuente: [Ecopetrol](https://www.ecopetrol.com), cálculos CAMPETROL.

Segmento Midstream

En 2025, el segmento Midstream en Colombia continuó enfrentando variaciones en los volúmenes transportados de crudo y productos refinados, en un entorno operativo marcado por bloqueos, afectaciones a la infraestructura y ajustes logísticos implementados para asegurar la continuidad de las operaciones, según [Ecopetrol](#).

Durante el primer semestre del año, el volumen total transportado a través de oleoductos y poliductos fue de 1.087,8 mil barriles por día (KBPD), lo que representa una disminución de 4,2% frente al mismo periodo de 2024. En el caso específico del transporte de crudo, el volumen promedio fue de 794,8 KBPD, con una reducción de 4,4% interanual, asociada a la menor producción de terceros en departamentos como Arauca y Casanare, las diferidas derivadas de bloqueos y las afectaciones a sistemas como Caño Limón–Coveñas y Bicentenario. En contraste, se implementaron esquemas de evacuación alternos, entre ellos la operación Banadía–Araguaney y la reversión en Araguañey–Cusiana, que permitieron movilizar más de 7,2 millones de barriles en el primer semestre de 2025 (vs. 1,5 millones en el primer semestre de 2024).

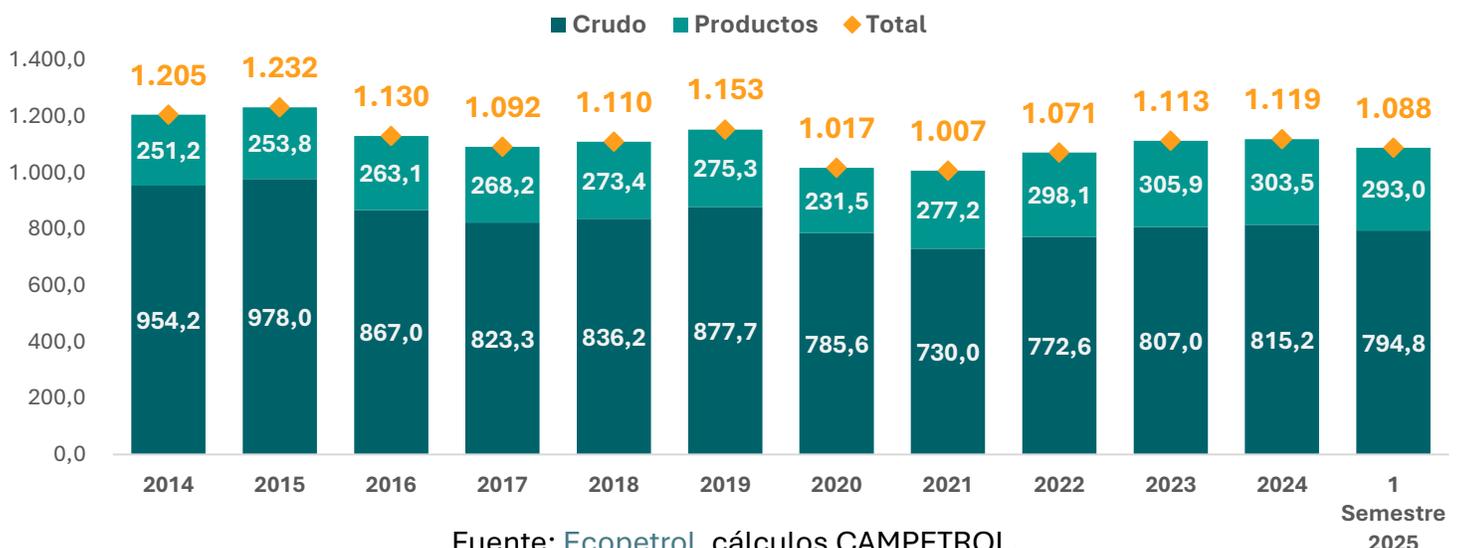
En el transporte de productos refinados, el volumen promedio fue de 293,0 KBPD, con una disminución

de 3,7% frente al mismo semestre del año anterior, atribuida a mantenimientos en refinerías, aunque parcialmente compensada por internaciones estratégicas para garantizar el suministro en el interior del país. Aproximadamente el 33% de estos volúmenes correspondieron a productos de Ecopetrol S.A.

En lo corrido de 2025, el 91,2% del volumen de crudo transportado correspondió a propiedad del Grupo Ecopetrol. El costo por barril transportado se ubicó en 3,14 USD/Bl al cierre del semestre, con un incremento de 2,3% frente al primer semestre de 2024, explicado por menores volúmenes, mayores costos asociados a inflación y re-expresión por TRM, y un incremento en gastos de atención de emergencias.

En materia de seguridad de la infraestructura, durante 1S25 se registraron 20 eventos de afectación por parte de terceros (8 en 2T25), en contraste con los 2 eventos del mismo periodo en 2024. A pesar de ello, el número de válvulas ilícitas retiradas disminuyó en 7% interanual, aunque su instalación afectó el transporte de productos en sistemas como Pozos–Galán, con un impacto de aproximadamente 16 KBPD (~5% del total de poliductos).

Total evacuado (KBPD)



Fuente: [Ecopetrol](#), cálculos CAMPETROL.

Notas de interés

Nota de interés: Actualización de la normativa vigente – Declaración de Producción de Gas Natural 2025–2034

El 29 de agosto de 2025, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 01448 de 2025, mediante la cual se modificó la **Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2025–2034**, publicada previamente a través de la Resolución 00739 de mayo de 2025.

Esta actualización se realizó con base en la información presentada por las compañías operadoras, consolidada y certificada por la Dirección de Hidrocarburos. Los principales cambios obedecen a:

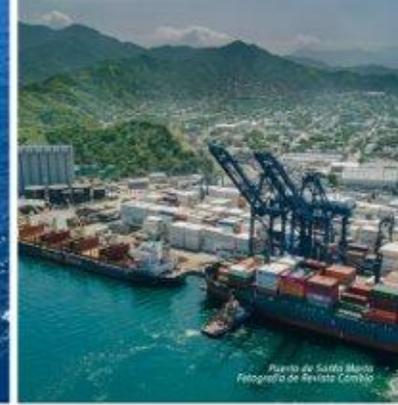
- **Actualización de volúmenes en el campo Clarinete (VIM-5) y la incorporación de Zamia-1 y Borbón-1** como nuevos aportes declarados por CNE OIL & GAS.
- **Revisión del potencial de producción** del pozo Arauca-8, operado por PAREX RESOURCES, incluyendo la actualización de su participación en el Potencial Disponible para la Venta (PTDV) tras intervenciones y puesta en marcha de facilidades.

Como resultado de estas modificaciones, se registraron **ajustes en los volúmenes de Producción Potencial (PP) y Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) para el período 2025–2034**. En particular, para el año 2025, la PTDV se incrementó en 5,8 % (+7 GBTUD) frente a la declaración de mayo, mientras que el potencial de producción (PP) aumentó en 0,03 % (+0,3 GBTUD). En los años subsiguientes, se observaron variaciones mixtas, con ligeras reducciones en la PP a partir de 2026 y ajustes diferenciados en la PTDV según los aportes de los campos actualizados.

Esta actualización normativa es relevante para el seguimiento del abastecimiento nacional de gas natural, ya que refleja nuevas incorporaciones de producción y ajustes técnicos en campos existentes, los cuales deben ser tenidos en cuenta en las **proyecciones sectoriales y en el análisis de brechas oferta–demanda**.

Año	28 de mayo de 2025 Resolución No. 00739		29 de agosto de 2025 Resolución No. 01448		Producción Potencial (PP)		Producción Total Disponible para la Venta (PTDV)	
	Producción Potencial (PP) GBTUD	Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) GBTUD	Producción Potencial (PP) GBTUD	Producción Total Disponible para la Venta (PTDV) GBTUD	Variación porcentual %	Variación neta GBTUD	Variación porcentual %	Variación neta GBTUD
2025	905	116	905	123	0,03%	0,3	5,8%	7
2026	861	261	855	255	-0,72%	-6,2	-2,1%	-6
2027	824	273	821	278	-0,42%	-3,5	1,7%	5
2028	721	304	709	297	-1,62%	-11,7	-2,2%	-7
2029	632	301	626	298	-0,98%	-6,2	-1,2%	-4
2030	567	281	562	274	-0,95%	-5,4	-2,5%	-7
2031	505	220	495	211	-1,96%	-9,9	-4,3%	-10
2032	437	182	431	178	-1,35%	-5,9	-2,3%	-4
2033	364	155	359	153	-1,51%	-5,5	-1,5%	-2
2034	316	131	313	129	-1,01%	-3,2	-1,5%	-2

Fuente: [Ministerio de Minas y Energía](#). Análisis CAMPETROL.



Segundo Foro Offshore

Caribe: energía y progreso

Territorio y logística en conexión para un Caribe sostenible

Save the Date

Miércoles 03 septiembre 2025 2:00 p.m. 8:00 p.m.	Jueves 04 septiembre 2025 8:00 a.m. 1:00 p.m.
--	---

Hotel Hilton Santa Marta
Carrera 2 # 114-78 Pozos Colorados

¡MUCHAS GRACIAS!
Este foro ha sido posible gracias a su apoyo

Patrocina:



Auspicia:



Aliado:



Apoya:



Organizan:



Segundo Foro Offshore

Caribe: Energía y Progreso

Septiembre
03-04
2025

Organizan:



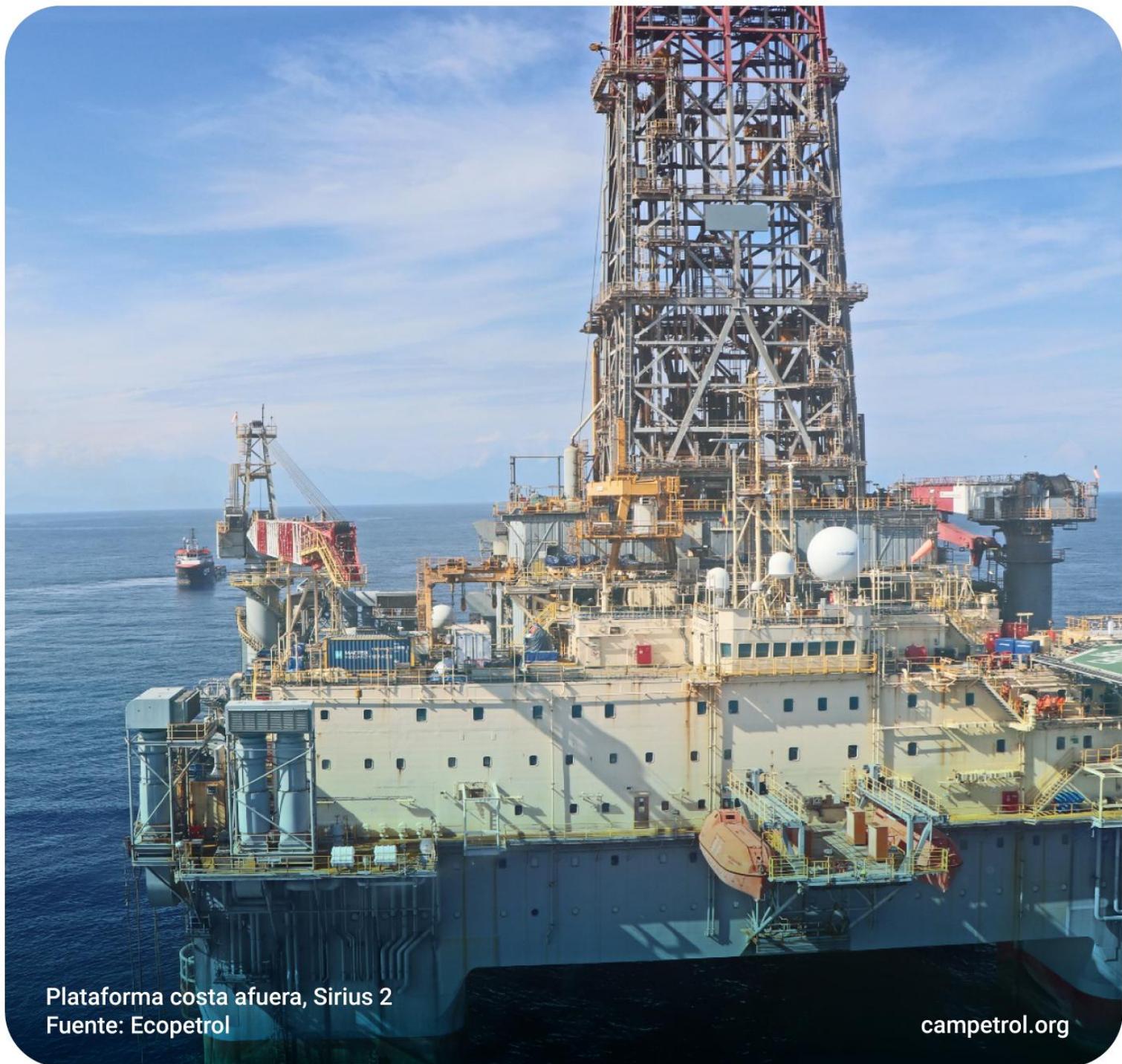
¡CONOCE LOS ACTORES CLAVES QUE HACEN PARTE DE ESTE SEGUNDO FORO OFFSHORE!

PATROCINADORES

Energía	ANH	ecopETROL	
Afiancol	RAAC	COREMAR	CONFIPETROL
elogia	GESTAM	Mas Solutions	OLTA
Puerto de Santa Marta	SANTA MARTA VITAL	SMITCO	SUPPLY CHAIN & LOGISTICS
INTEGRAL	SUPERLOGISTICO VITAL	TSUC	TERLICA
TRUST RENTALS	ZFA		

AUSPICIADORES

Alcaldía de Santa Marta	ARAUCOBARRA	ASOPORTUARIA	CAMARA
CIMAG	CARIBE POTENCIA ENERGÉTICA	CHALELA ABOGADOS	COMPAS
EF LEGAL & ASOCIADOS	FENOGE	HALLIBURTON	LEONARDO
NATURGAS	PETROBRAS	Puerto Bahía	SPEC LNG
TEN	TGI	UNIVERSIDAD DE SANTA MARTA	VARICHEM DE COLOMBIA



Plataforma costa afuera, Sirius 2
Fuente: Ecopetrol

campetrol.org

Capítulo 4

Offshore

Colombia

Desarrollo Offshore: Clave para la Soberanía Energética

I. CONTEXTO INTERNACIONAL Y REGIONAL

La industria de hidrocarburos costa afuera (*offshore*) ha demostrado ser un pilar fundamental para la balanza comercial de diversas naciones en la región, particularmente a través del desarrollo de recursos de gas y petróleo en aguas profundas y ultraprofundas. La consolidación de la producción *offshore* se evidencia en las comparaciones de desempeño con economías líderes como Brasil y el acelerado desarrollo de nuevos actores como Guyana, lo que establece un precedente técnico y económico relevante para Colombia.

En el ámbito regional, se destacan estas dos experiencias que sirven de referencia para Colombia: Brasil y Guyana.

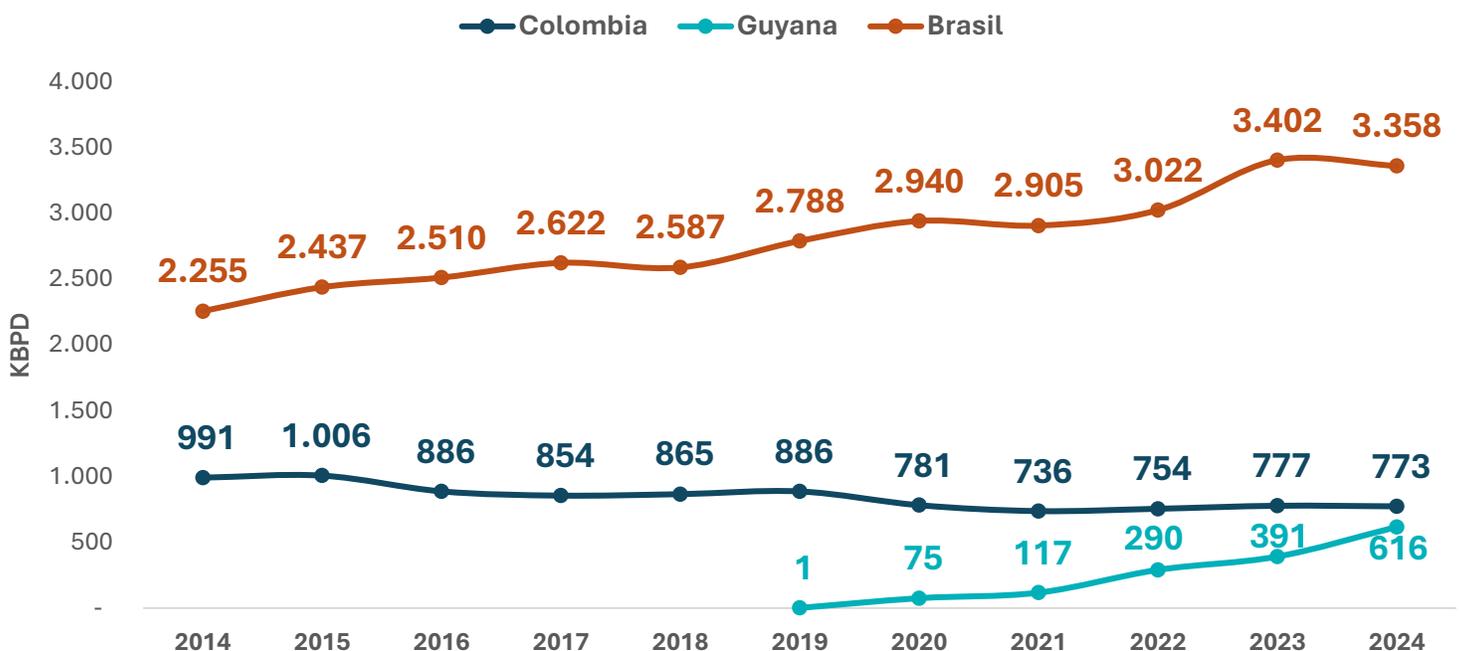
Brasil: En 2024, la producción total de petróleo alcanzó en promedio 3.358 mil barriles por día (KBPD), cifra que supera en 4,3 veces la producción colombiana del mismo año (772,7 KBPD). De este volumen, el 97% provino de operaciones *offshore*,

consolidando a Brasil como un referente global en la explotación de recursos en cuencas de aguas profundas y pre-sal. Este modelo productivo se sustenta en un marco regulatorio estable, inversiones de largo plazo y una política energética que ha priorizado la exploración y desarrollo costa afuera como eje de crecimiento.

Guyana: Por su parte, este país caribeño exhibe uno de los crecimientos más acelerados de la última década. Su producción pasó de 1 KBPD en 2019 a 616 KBPD en 2024, con la particularidad de que la totalidad de estos volúmenes proviene de desarrollos costa afuera.

Ambos casos evidencian la relevancia del *offshore* como motor de crecimiento y resaltan la brecha de Colombia en materia de desarrollo de proyectos costa afuera, lo que refuerza la necesidad de adoptar medidas estratégicas para dinamizar esta línea de la industria.

Producción de Petróleo



Fuente: Cálculos CAMPETROL con base en información de la ANP, EIA, Reuters
 KBPD: miles de barriles de petróleo promedio diarios.

Desarrollo Offshore: Clave para la Soberanía Energética

II. CONTEXTO OFFSHORE EN COLOMBIA

Colombia ha desarrollado esfuerzos exploratorios costa afuera desde la década de 1970; sin embargo, en las últimas dos décadas el interés en estas áreas se ha intensificado, impulsado por la creciente preocupación frente a la sostenibilidad del abastecimiento de gas natural.

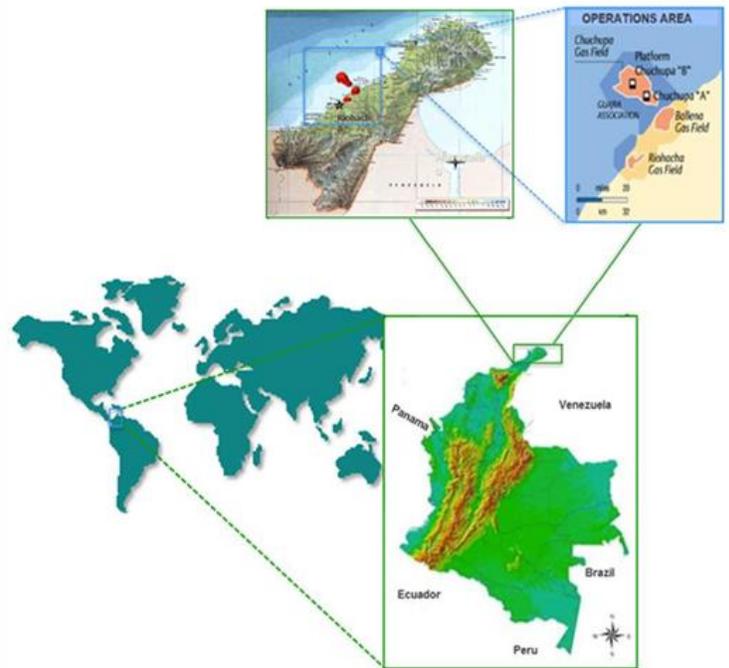
El panorama actual de reservas probadas (1P) de gas natural se sitúa en 2.064 Gigapies cúbicos (Gpc), lo que resulta en una relación reservas-producción (R/P) de 5,9 años.

Ante esta declinación, el gas offshore es un eje estratégico, ya que los recursos descubiertos y potencialmente recuperables (recursos contingentes 3C) en el Caribe colombiano ascienden a 7.448 Gpc, lo que representa el 67% del total nacional (11.096 Gpc), según el Informe de Recursos y Reservas (IRR) de la ANH de 2024.

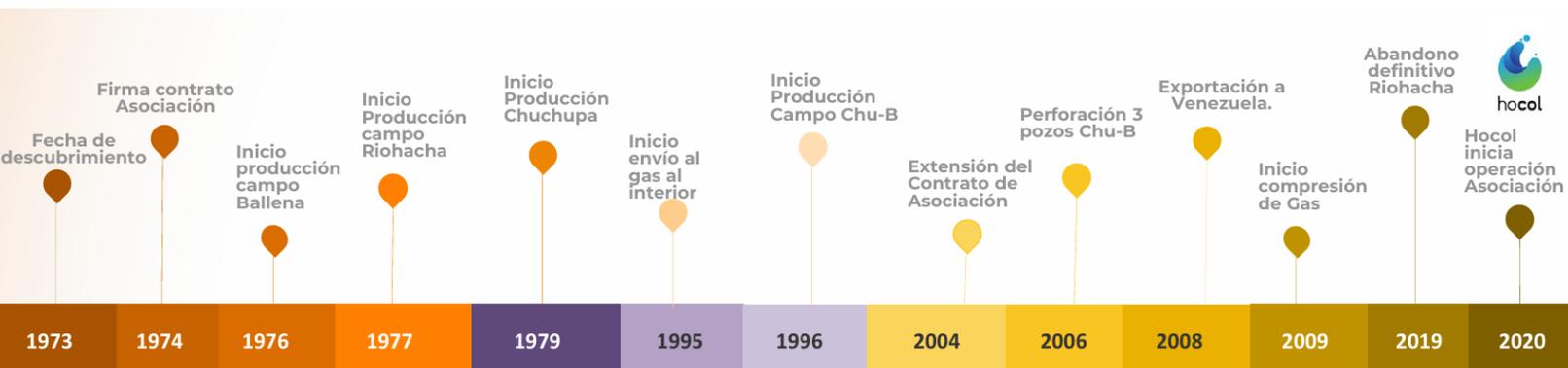
Históricamente, la Cuenca Guajira offshore ha sido la más significativa para la producción, destacando por los campos Chuchupa y Ballena.

En 2013, estos campos combinados aportaron el 20% de la producción nacional, con Chuchupa contribuyendo 515 MPCD (18%) y Ballena 63 MPCD (2%).

Aunque su participación ha disminuido en los últimos años, en 2024 la Cuenca Guajira offshore aún aportó 92 millones de pies cúbicos día (MPCD), equivalentes al 6% de la producción nacional de gas.



Ubicación Chuchupa y Ballena.
Fuente: ANH – Segundo Foro Offshore: Caribe, Energía y Progreso



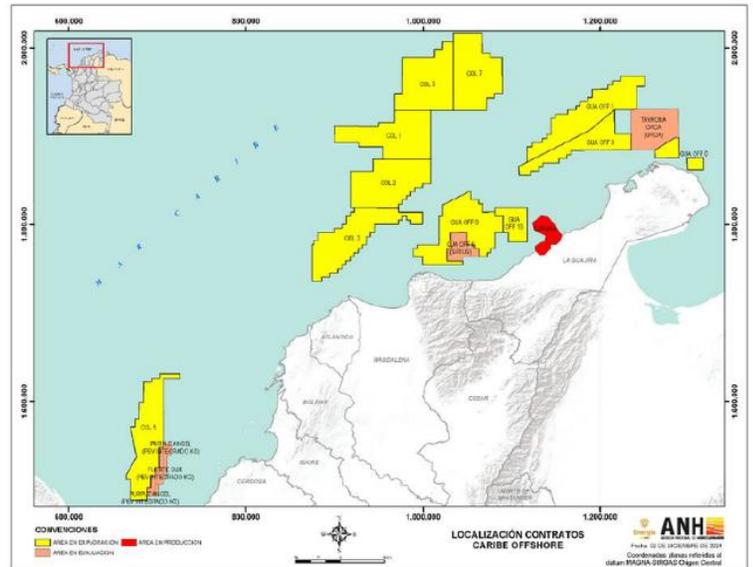
Cronología - Chuchupa y Ballena.
Fuente: ANH – Segundo Foro Offshore: Caribe, Energía y Progreso

Desarrollo Offshore: Clave para la Soberanía Energética

III. ESTADO ACTUAL DE LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN OFFSHORE EN COLOMBIA

De acuerdo con el Informe de Gestión 2024 de la ANH, la actividad offshore en Colombia ha crecido en los últimos años. Actualmente, el país cuenta con:

Contratos activos: (diciembre de 2024), 12 contratos de E&P, E&E localizados Costa Afuera (*offshore*), de los cuales 8 están en ejecución en Periodo de Exploración, 1 en Periodo de Exploración y Programa de Evaluación conjuntamente, 3 se encuentran en ejecución en Programas de Evaluación.



Ubicación de los contratos de hidrocarburos costa afuera vigentes y en ejecución.

Fuente: ANH

No.	Contrato	Tipo	Fase Actual	Fecha Inicio y Fin Fase	Contratistas	Operador
1	COL 1	E&P	Fase 1	19-may-23 al 18-may-26	ANADARKO COLOMBIA COMPANY (60%); ECOPETROL S.A. (40%)	ANADARKO COLOMBIA COMPANY
2	COL 2	E&P	Fase 1	19-may-23 al 18-may-26	ANADARKO COLOMBIA COMPANY (60%); ECOPETROL S.A. (40%)	
3	COL 6	E&P	Fase 1	19-may-23 al 18-may-26	ANADARKO COLOMBIA COMPANY (60%); ECOPETROL S.A. (40%)	
4	COL 7	E&P	Fase 1	19-may-23 al 18-may-26	ANADARKO COLOMBIA COMPANY (60%); ECOPETROL S.A. (40%)	
5	GUA OFF 1	E&P	Fase 1	28-ago-19 al 28-ago-26	ECOPETROL S.A. (100%)	ECOPETROL S.A.
6	GUA OFF 10	E&P	Fase 1	26-jul-21 al 25-ene-26	ECOPETROL S.A. (100%)	
7	TAYRONA ORCA	E&E	PEV Orca	24-mar-15 al 04-mar-29	ECOPETROL S.A. (100%)	
8	COL 3	E&P	Fase 1	18-feb-20 al 17-feb-2025	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (SEPC) SUCURSAL COLOMBIA (60%); NOBLE ENERGY COLOMBIA LIMITED (40%)	NOBLE ENERGY COLOMBIA LIMITED
9	GUA OFF 0	E&E	Fase 2PEPPEV Uchuva	22-nov-22 al 07-sep-25 18-nov-22 al 17-nov-29	ECOPETROL S.A. (56%); PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO BV (44%)	PETROBRAS INTERNATIONAL
10	COL 5	E&P	Fase 2PEV Integrado	28-oct-22 al 27-oct-25 (Fase 2) 31-oct-19 al 30-oct-26 (PEV)	ECOPETROL S.A. (50%); SHELL EP OFFSHORE VENTURES LIMITED (50%)	SHELL EP OFFSHORE VENTURES LIMITED
11	FUERTE SUR	E&P	PEV Integrado	31-oct-19 al 30-oct-26	ECOPETROL S.A. (50%); SHELL EP OFFSHORE VENTURES LIMITED (50%)	
12	PURPLE ANGEL	E&P	PEV Integrado	31-oct-19 al 30-oct-26	ECOPETROL S.A. (50%); SHELL EP OFFSHORE VENTURES LIMITED (50%)	

Contratos de hidrocarburos costa afuera vigentes y en ejecución (Dic 2024)

Fuente: ANH

Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso

El desarrollo de los recursos costa afuera se proyecta como uno de los pilares estratégicos para garantizar la autosuficiencia y la soberanía energética de Colombia en las próximas décadas. El potencial de gas natural en el Caribe colombiano representa una oportunidad para reducir la dependencia de importaciones, asegurar la continuidad del abastecimiento interno y fortalecer la balanza energética del país.

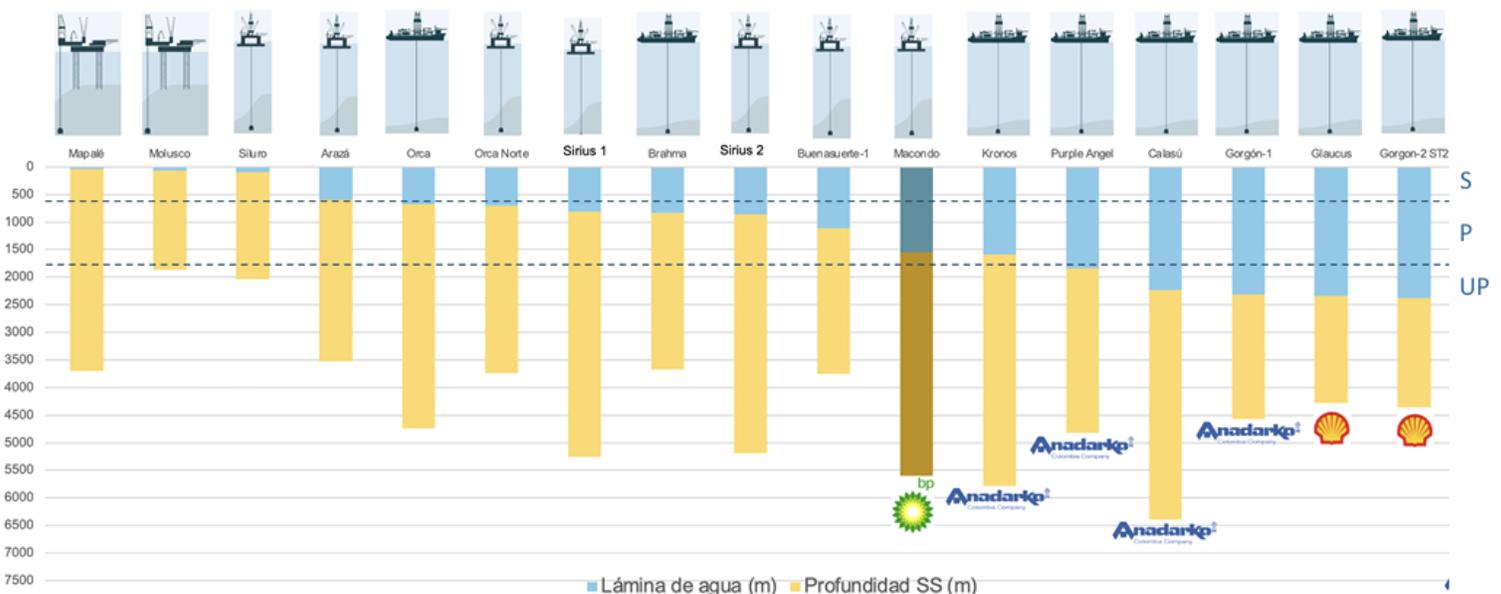
En este marco, el Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso – Territorio y logística en conexión para un Caribe sostenible, organizado por la Federación Colombiana de Agentes Logísticos en Comercio Internacional (FITAC) y la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía (CAMPETROL), con el respaldo de entidades clave como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Ecopetrol y Petrobras, se consolidó los días miércoles 3 y jueves 4 de septiembre de 2025 como un escenario fundamental para la articulación de la visión técnica y estratégica del sector energético colombiano.

La agenda abordó temas de gran relevancia, entre ellos el futuro del gas natural costa afuera y el desarrollo de la energía eólica marina como nueva frontera energética para el país.

La Viceministra de Energía, Karen Schutt, destacó el papel fundamental del Caribe, señalando que el Caribe es el eje de la transición. El desarrollo de la industria costa afuera es visto no solo como una opción, sino como la ruta estratégica que definirá la soberanía, innovación y competitividad del país.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, subrayó la importancia de impulsar el aprovechamiento de los recursos energéticos locales, como la energía solar, eólica y la geotérmica, entre otros. Enfatizó que la estrategia nacional debe orientarse a reducir la dependencia de importaciones y a diversificar la matriz energética mediante el uso equilibrado de diferentes fuentes —renovables y fósiles— con el fin de mitigar riesgos y garantizar un suministro confiable

Asimismo, destacó que el gas natural constituye un recurso estratégico para la matriz energética nacional, por su confiabilidad, eficiencia y menor impacto ambiental frente a otros hidrocarburos líquidos. En este contexto, subrayó que desde 2016 se han perforado 12 pozos *offshore* en Colombia, con una tasa de éxito del 58%, lo que evidencia el potencial de esta frontera exploratoria y su importancia para asegurar el abastecimiento a largo plazo



Operaciones costa afuera recientes en el país
Fuente: ANH – Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso

Segundo Foro Offshore: Caribe, Energía y Progreso

I. POTENCIAL Y AVANCES EN HIDROCARBUROS OFFSHORE

El Caribe colombiano representa la frontera estratégica para la soberanía energética.

Potencial Gasífero y Actividad Exploratoria

El volumen potencial total de gas en el Caribe colombiano *offshore* se estima en aproximadamente 75 TPC (Tera Pies Cúbicos).

Desde el año 2016, se han perforado 12 pozos en el *offshore*, logrando una tasa de éxito exploratorio del 58%.

Entre 2014 y 2025, la actividad exploratoria ha incluido descubrimientos significativos y operaciones de perforación, tales como Orca 1 (2014), Purple Angel-1 (2017), Gorgon-1 (2017), Sirius 1 (2022), Orca Norte-1 (2023), Glaucus-1 (2023), Sirius-2 (2024), y la perforación en curso de Papayuela-1 (2025).

El principal descubrimiento de gas en aguas profundas en Colombia es el Proyecto Sirius (Contrato Gua Off 0), operado por Petrobras en consorcio con Ecopetrol.

Datos Clave del Proyecto Sirius:

Indicador	Dato Técnico/Cifra
Volúmenes Gas In Place	Aproximadamente 6 TCF (Tera Pies Cúbicos)
Producción Proyectada	470 MPCD
Inversión Estimada	Cerca de \$3 mil millones USD
Infraestructura requerida	117 km de línea de flujo (18") y 4 pozos productores.

Contexto Regional del sector Gasífero: Panorama actual del potencial Costa Afuera

Oportunidades para el gas del Caribe Costa Afuera

- **Alta prospectividad** en concentrada en 3 áreas: Cluster Norte, Cluster Sur y Cluster Aguas Ultra profundas
- **Demanda creciente** de gas para generación eléctrica, industria y transición Energética
- Oportunidad de **posicionar a Colombia** como hub de gas en el Caribe

11 contratos exploratorios Costa Afuera

Representa el 28% del área del Caribe Colombiano

Volumen Potencial total en el Caribe Colombiano Offshore ~ 75 TPC¹

Volumen de Recursos Descubiertos 6 - 12 TPC¹

Recursos Contingentes 2.7(1C) – 7.6(3C) TPC¹

Todas las cifras de volúmenes y recursos son *gross*

¹ TPC: Tera Pies Cúbicos
^{*} En proceso de cesión



Fuente: Ecopetrol – Segundo Foro Offshore: Caribe, Energía y Progreso

Segundo Foro Offshore: Caribe, Energía y Progreso

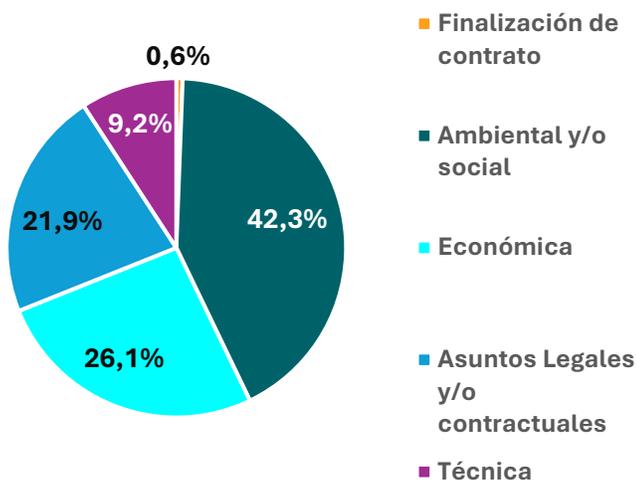
Recursos Contingentes y Desafíos de Viabilidad

A diciembre de 2024, los recursos contingentes de gas costa afuera (3C) se estiman en 7.448 Gpc (Gigapies cúbicos), lo que representa el 67% de los recursos descubiertos y potencialmente recuperables de esta categoría, respecto a un total de 11.096 Gpc.

El principal desafío para la materialización de estos recursos está asociado a contingencias no técnicas, cuya distribución es la siguiente:

- Contingencia ambiental y/o social (42,3% – 4.688 Gpc): vinculada con trámites de licenciamiento ambiental y procesos de consulta previa con comunidades.
- Contingencia económica (26,1% – 2.897 Gpc): relacionada con la evaluación de alternativas que permitan viabilizar económica y financieramente la construcción y habilitación de infraestructura.

Distribución Contingencias Recursos (3c) Gas - IRR 2024



II. INFRAESTRUCTURA Y GESTIÓN DE AUTOSUFICIENCIA DE GAS

Durante el foro, se resaltó la necesidad de avanzar en soluciones de infraestructura que permitan materializar el potencial *offshore*. Entre los aspectos estratégicos se identifican las líneas submarinas de transporte, la construcción de plantas de procesamiento cercanas a la costa y la integración efectiva con el Sistema Nacional de Transporte de Gas (SNT).

En este sentido, se enfatizó que la expansión de la capacidad de transporte y la interconexión de los sistemas de la costa con el interior son requisitos indispensables para la viabilidad de los proyectos costa afuera; como se señaló en el evento: *“Sin transporte, el potencial offshore se queda en el mar”*

La estrategia contempla el desarrollo de proyectos de infraestructura de transporte como la Reconversión del Oleoducto de Colombia (Gasoducto VIM – Interior), priorizado en el PAGN 2023-2032, cuyo objetivo es suplir la demanda del interior del país. Además, se planea la construcción de la línea submarina de conexión de Sirius con el SNT.

Proyecto Solución Ballena - TGI

Por su parte, Transportadora de Gas Internacional (TGI) presentó la iniciativa “Solución Ballena” como una alternativa de corto plazo para fortalecer la autosuficiencia energética. Esta solución aprovecha la infraestructura existente y operativa, evitando la necesidad de nuevas obras o reconversión de activos. Se estima que el proyecto podría inyectar hasta 300 MPCD desde el primer año, con una inversión aproximada de 150 millones de dólares (MUSD), y ofrecer un precio al usuario final un 20% inferior al del gas actualmente importado.

Notas de interés

Nota de interés: Proyecto de regasificación en Coveñas impulsado por el Grupo Ecopetrol

El Grupo Ecopetrol anunció el desarrollo de un proyecto de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) en el terminal marítimo de Coveñas (Sucre), tras obtener la autorización ambiental por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) a su filial Cenit. La decisión se apoya en estudios técnicos realizados en 2025 con expertos internacionales, los cuales determinaron que la infraestructura de Coveñas presenta condiciones favorables en términos de viabilidad técnica, menor riesgo constructivo y tiempos reducidos de entrada en operación, frente a otras alternativas consideradas dentro del mismo grupo empresarial.

El proyecto contempla el uso de una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (FSRU, por sus siglas en inglés) que permitirá recibir cargamentos de GNL importado, regasificarlos y entregarlos al Sistema Nacional de Transporte (SNT).

La infraestructura existente en el terminal — originalmente destinada a operaciones de crudo— será adaptada para habilitar el manejo y transporte de gas natural, configurando un nuevo punto de internación de gas en el Caribe colombiano.

Ecopetrol anunció que en los próximos días iniciará el proceso vinculante para la contratación de los servicios de regasificación de la FSRU. Se prevé que la comercialización del gas natural se defina antes de finalizar el año 2025, con entrada en operación en el corto plazo.

De acuerdo con Ricardo Roa Barragán, presidente de Ecopetrol, el proyecto reafirma el compromiso del grupo con la seguridad energética del país y con un suministro confiable y eficiente de gas natural, considerado esencial para el bienestar social y el crecimiento económico.



Fuente: [Ecopetrol](https://www.ecopetrol.com).

Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso

El GNL como Respaldo Estratégico

El Gas Natural Licuado (GNL) se ha consolidado como un energético estratégico para la diversificación y el robustecimiento de la matriz energética colombiana. Su proceso de licuefacción permite reducir el volumen de la molécula hasta 600 veces, facilitando su transporte y almacenamiento a gran escala.

En Colombia, la operación de este segmento se concentra principalmente en la terminal de almacenamiento y regasificación de GNL en la Bahía de Cartagena, gestionada por SPEC LNG desde diciembre de 2016. Esta infraestructura constituye un respaldo fundamental para garantizar la continuidad del suministro en escenarios de déficit de producción local o alta demanda.

Capacidades de SPEC LNG:

Capacidad actual de regasificación: 475 millones de pies cúbicos día (MPCD) de gas natural.

- **Volumen regasificado total (dic. 2016 – jun. 2025):** 173.490 millones de pies cúbicos (MPC).
- **Proyección de expansión:** +58 MPCD a partir de septiembre de 2027.

El desarrollo y expansión de esta infraestructura no solo refuerza la seguridad energética nacional, sino que también complementa la estrategia *offshore*, al ofrecer un mecanismo de respaldo de corto plazo, en tanto se consolidan los proyectos exploratorios y de desarrollo costa afuera que garantizarán la autosuficiencia de gas en el mediano y largo plazo.



Fuente: SPEC LNG – Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso

Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso

III. DESAFÍOS

La materialización de los proyectos *offshore* en Colombia requiere una articulación eficiente entre Estado, industria y comunidades, de manera que se logre un desarrollo armónico con el territorio y con altos estándares técnicos y regulatorios.

Durante el foro se destacó que uno de los retos más relevantes para el gas costa afuera es garantizar un licenciamiento social basado en procesos de consulta previa con las comunidades, en paralelo con un licenciamiento ambiental ágil que facilite la viabilidad de los proyectos.

Entre los principales desafíos se encuentran:

Consultas previas: El Departamento de Asuntos para Comunidades Negras y Pueblos Indígenas (DANCP) ha certificado la presencia de 116 comunidades étnicas en la zona de influencia:

- 114 comunidades Wayuú,
- 1 comunidad afrodescendiente en Riohacha
- 1 comunidad de Taganga.

Coordinación interinstitucional: Es indispensable la concurrencia entre entidades como MME, ANLA, DANCP, DIMAR y CREG para asegurar la viabilidad técnica, social y ambiental de los proyectos.

Técnicos e infraestructura: Las operaciones en aguas profundas exigen altos estándares de seguridad, integridad de pozos y control de corrosión. En este campo, empresas como Petrobras aportan experiencias valiosas que pueden ser transferidas al contexto colombiano.

Talento humano y tecnología: El desarrollo *offshore* requiere fortalecer la formación de personal colombiano en tecnologías especializadas para perforación, completamiento, logística y producción en ambientes costa afuera.

La consolidación del *offshore* en Colombia no depende solo del potencial geológico, sino de una **gestión integral** que combine solidez institucional, confianza social, capacidad técnica y formación de talento nacional. El reto es transformar descubrimientos en producción comercial en plazos competitivos, garantizando soberanía energética y posicionando al país como referente regional en el desarrollo de gas costa afuera.



Taladro Noble Discover, Perforó pozo Orca Norte – 1
 Fuente: Ecopetrol – Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso

Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso

IV. EÓLICA OFFSHORE

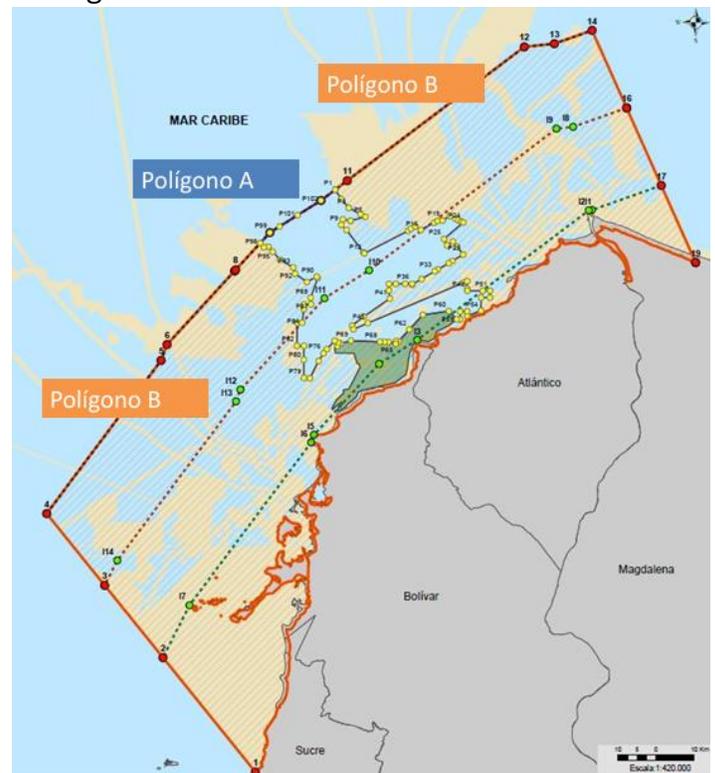
Colombia se ha posicionado como pionero en Latinoamérica al desarrollar la primera ronda competitiva para proyectos de energía eólica costa afuera.

Colombia cuenta con un potencial total estimado de 109 GW de energía eólica costa afuera.

Logros de la Ronda Eólica Costa Afuera (ANH):

- **Liderazgo Regional en Energía Eólica Marina:** Colombia se posiciona como pionero en Latinoamérica al desarrollar la primera ronda competitiva para proyectos de energía eólica costa afuera.
- **Coordinación Interinstitucional Exitosa:** Articulación entre sectores tradicionalmente independientes (DIMAR, MME, ANH), creando un modelo de gestión intersectorial para proyectos estratégicos nacionales.
- **Participación Internacional Diversificada:** Atrajo empresas de clase mundial de 6 países (España, Dinamarca, Bélgica, Colombia, China y Reino Unido).
- **Marco Regulatorio Robusto y Adaptativo:** Desarrollo de un marco normativo especializado con 7 adendas que ajustaron el proceso, adaptándolo a las necesidades del mercado internacional y a las condiciones técnicas específicas.
- **Gestión Técnica Especializada de Áreas Marítimas:** Evaluación de 69 nominaciones de áreas en el polígono 8, con análisis de DIMAR que incluyeron restricciones socioambientales y de seguridad nacional.

- **Modelo de Ocupación Temporal Innovador:** Permiso de Ocupación Temporal (POT) de 8 años con seguridad jurídica, concesiones de 30 años con opción de prórroga, balanceando riesgo e inversión.
- **Avances en Política de Transmisión:** Lineamientos para capacidad de transporte mediante Comité Técnico Interinstitucional, e incorporación de proyectos OSW en los planes de expansión de la UPME.
- **Mecanismo de Contratación de Largo Plazo:** El MME desarrolló un esquema de contratos de energía a largo plazo bajo subastas por diferencias (Resolución 40337 de 2025), fortaleciendo la viabilidad de proyectos de energías no convencionales.



- Polígono A: Áreas para oferta directa (ya revisadas por DIMAR y sin restricciones)
- Polígono B: Áreas que requieren nominación para analizar si son Aptas para ofertar (análisis de restricciones socioambientales y de seguridad nacional)

Fuente: ANH Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso

Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso

V. CONCLUSIONES

El Segundo Foro *Offshore*: Caribe, Energía y Progreso establece una idea central: el Caribe colombiano no es una opción, sino la ruta estratégica que debe definir la soberanía, innovación y competitividad energética del país. La consecución de la Soberanía Energética requiere la articulación en la gestión, la promoción de fuentes nacionales (hidrocarburos y renovables) y el fortalecimiento de la infraestructura para asegurar un suministro confiable y equitativo.

El Punto de Inflexión del Gas y el Desafío Logístico

Colombia se encuentra en un punto de inflexión decisivo en materia de abastecimiento de gas natural. La actividad exploratoria en el *offshore* ha demostrado un éxito del 58% en la perforación de 12 pozos desde 2016, revelando un potencial total de aproximadamente 75 TPC. Descubrimientos como Sirius (Petrobras), con volúmenes de gas de aproximadamente 6 TCF y una producción proyectada de 470 MPCD, son fundamentales para revertir la tendencia deficitaria.

No obstante, el reto inmediato se traslada del subsuelo a la superficie: “Sin transporte, el potencial *offshore* se queda en el mar”.

Esto necesita la priorización de proyectos de infraestructura clave, como la Reconversión del Oleoducto VIM – Interior (que busca suplir hasta 400 MPCD para el 1T 2030), y la construcción de la línea submarina de conexión del proyecto Sirius con el SNT (Sistema Nacional de Transporte).

Adicionalmente, soluciones a corto plazo como el proyecto "Solución Ballena" de TGI, que ofrece 300 MPCD desde el primer año sin requerir nueva infraestructura de transporte, deben ser evaluadas para impulsar la seguridad energética.

El Factor GNL y la Resiliencia de la Matriz

El Gas Natural Licuado (GNL) ha probado ser un energético estratégico para la diversificación y el robustecimiento de la matriz. La infraestructura de regasificación, como la terminal de SPEC LNG en Cartagena, con una capacidad de 475 MPCD y planes de expansión a +58 MPCD para 2027, actúa como un pilar de Seguridad Energética, ofreciendo respaldo.

La Barrera de la Contingencia No Técnica

Los recursos contingentes de gas 3C (11,096 Gpc en total) enfrentan obstáculos donde el 42,3% (4,688 Gpc) está asociado a la contingencia Ambiental y/o Social. La gestión social es un reto; solo el proyecto Sirius ha identificado 116 comunidades étnicas que requieren consulta en La Guajira y Magdalena.

Esto amerita una coordinación interinstitucional. Se requiere asegurar la concurrencia entre entidades (ANLA, DANCP, DIMAR, MME, CREG) para optimizar y lograr que el licenciamiento ambiental y social sea ágil.

En el frente de la transición, Colombia se posiciona como pionero regional al desarrollar la primera ronda competitiva de Energía Eólica Costa Afuera, aprovechando un potencial estimado de 109 GW.

En definitiva, la articulación eficiente entre Estado – Industria – Comunidades, con una visión de largo plazo, la inversión en logística y el desarrollo de un marco regulatorio integral que brinde certeza son los factores determinantes para convertir el potencial del Caribe en el motor de soberanía y desarrollo económico nacional.



VIII Cumbre del Petróleo, Gas y Energía

Colombia con Energía

Seguridad, Competitividad
y Desarrollo

Save the Date

19 al 21 de NOV 2025

📍 Centro de Convenciones Cartagena de Indias

ORGANIZAN: **acp**
Asociación Colombiana
del Petróleo y Gas

CAMPETROL
Comité Petrolero de Energía
Petróleo, Gas y Energía

ACOGP
Asociación Colombiana de Ingenieros y
Geólogos de la Energía

ACIEM
Asociación Colombiana
de Ingenieros

OPERADOR
LOGÍSTICO: **IDO.**

VIII Cumbre del Petróleo, Gas y Energía

Colombia con Energía

Seguridad, Competitividad
y Desarrollo

Maximiza tu participación en la **VIII Cumbre**
con la **Rueda de Negocios**

La Rueda de Negocios es la oportunidad perfecta
para concretar reuniones de alto impacto con empresas
clave del sector.

ORGANIZAN: **acp**
Asociación Colombiana
del Petróleo y Gas

CAMPETROL
Comité Petrolero de Energía
Petróleo, Gas y Energía

ACOGP
Asociación Colombiana de Ingenieros y
Geólogos de la Energía

ACIEM
Asociación Colombiana
de Ingenieros

OPERADOR
LOGÍSTICO: **IDO.**

VIII Cumbre del Petróleo, Gas y Energía

Colombia con Energía
Seguridad, Competitividad
y Desarrollo

Conoce los **ejes temáticos**
de nuestra

 **Agenda Técnica**
de **Producción**

Con el apoyo de
SPE Colombia

Asociación Colombiana de Ingenieros

ORGANIZAN:     OPERADOR LOGÍSTICO: **IDO.**



Ya disponible **Reporte de SOSTENIBILIDAD 2024**

Léalo ahora en campetrol.org,
escaneando el código QR



o haciendo

CLIC AQUÍ 



Instalación de paneles solares, Parque Solar San Fernando, Meta, Colombia
Fuente: Cenit

campetrol.org

Capítulo 5

Industria eléctrica nacional

Industria eléctrica

Durante el primer semestre de 2025, el sistema eléctrico colombiano operó en un entorno más estable respecto al cierre de 2024, tras la recuperación parcial de los embalses y la normalización de la condición hidrológica. Aunque persistieron algunos episodios de restricción en el suministro, la generación y la demanda de energía mantuvieron un crecimiento sostenido, confirmando la resiliencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Según cifras de [XM](#), la generación eléctrica en el periodo enero-junio de 2025 alcanzó 41.083,6 GWh, con un promedio diario de 226,5 GWh-d, lo que representó un incremento del 1,4% frente al mismo semestre de 2024. La generación alcanzó su punto más alto en julio (235,2 GWh-d), respondiendo a mayores requerimientos del sistema.

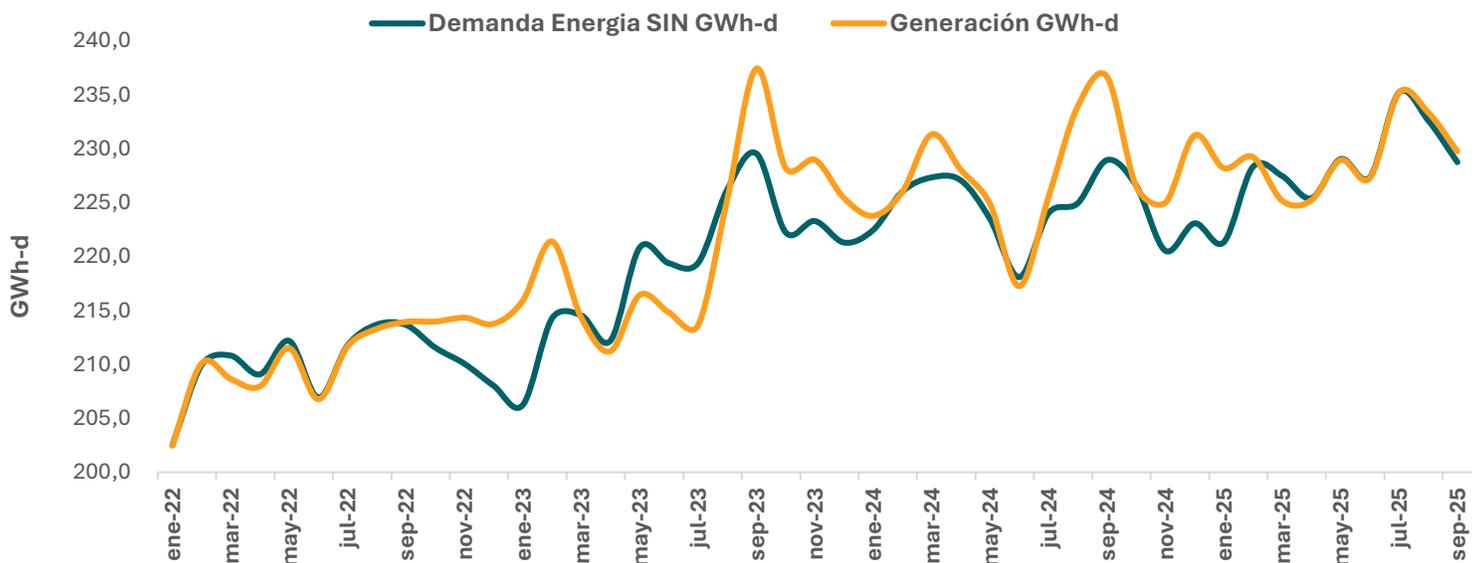
En términos de participación, las hidráulicas continuaron liderando, aunque con una menor holgura frente a 2024 debido a la recuperación aún parcial de los embalses. Las plantas térmicas mantuvieron un papel de respaldo relevante, asegurando la cobertura

en los momentos de mayor demanda y limitaciones hídricas.

Así mismo, en el primer semestre de 2025, la demanda total se ubicó en 40.947,7 GWh, equivalente a un promedio diario de 224,8 GWh-d. Esta cifra implica un crecimiento del 1,2% respecto al mismo semestre de 2024. En el comportamiento mensual, la demanda alcanzó un máximo en julio (235,2 GWh-d), reflejando la estacionalidad del consumo. A nivel regional, se mantuvo la tendencia de mayor participación de la región Caribe (cerca del 28%), seguida por Centro (24%) y Oriente (14%).

A pesar de la mayor capacidad de respuesta del SIN, en este semestre persistieron episodios de demanda no atendida (DNA). El valor más alto se observó en marzo (265 GWh) y abril (240 GWh), mientras que los meses de junio (98 GWh) y enero (103 GWh) marcaron mínimos. Estas restricciones no obedecen tanto a un déficit de generación, sino a fallas en la red de transmisión, mantenimientos y limitaciones regionales, que reducen la flexibilidad del sistema frente a picos de carga o eventos inesperados.

Demanda vs Generación (GWh-d) de energía eléctrica



Fuente: [XM](#), cálculos CAMPETROL.

Durante el primer semestre de 2025, las transacciones internacionales de energía con Ecuador presentaron un comportamiento mixto, caracterizado por una reducción en las exportaciones y un repunte en las importaciones frente al cierre de 2024.

En total, las ventas externas alcanzaron un promedio de 293,6 GWh, lo que significó una caída del 52,2% en comparación con el segundo semestre del año anterior (614,4 GWh). El flujo exportador estuvo concentrado en enero, cuando se registraron 216,2 GWh, mientras que entre marzo y junio los volúmenes fueron marginales, inferiores a 10 GWh por mes. Esta disminución estuvo asociada a la necesidad de garantizar el abastecimiento interno en un contexto de demanda creciente y condiciones hidrológicas aún frágiles en el arranque del año.

Por el lado de las compras, las importaciones totalizaron 106,0 GWh en el semestre, cifra que contrasta con los 39,8 GWh registrados en el segundo semestre de 2024 y que representa un

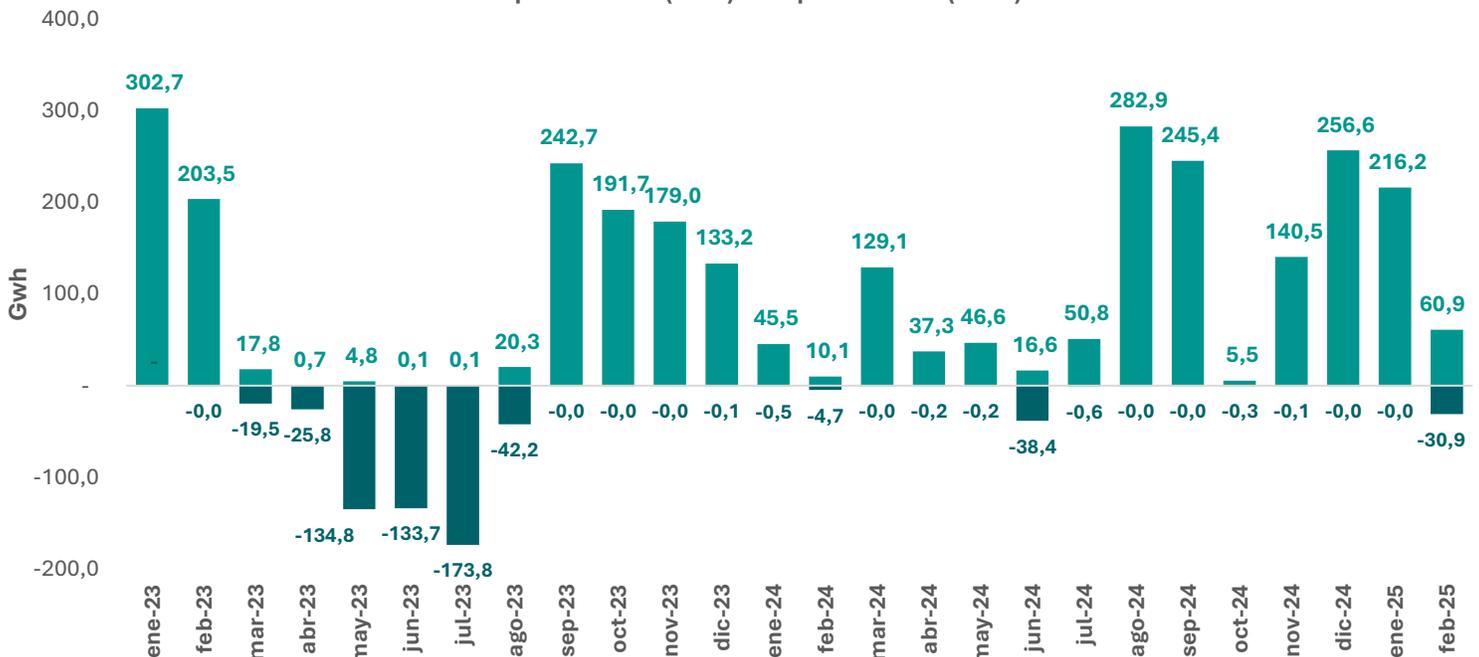
incremento del 166,2%. Los mayores volúmenes de importación se concentraron en febrero (30,9 GWh) y marzo (66,6 GWh), meses que coincidieron con episodios de alta demanda no atendida y restricciones en la red de transmisión. A partir de mayo, los flujos de entrada fueron marginales, con menos de 2 GWh mensuales.

El balance del semestre mantuvo a Colombia en una posición netamente exportadora, con un superávit de 187,6 GWh, aunque este resultado fue menor al registrado en el semestre previo (574,6 GWh). Esto demuestra que, si bien el país conserva capacidad de suministro hacia Ecuador, en momentos de estrés operativo la interconexión cumple un papel esencial para reforzar la confiabilidad interna.

En conjunto, el desempeño de estas transacciones reafirma la importancia de la integración eléctrica andina como un mecanismo estratégico de flexibilidad regional frente a las variaciones climáticas y operativas que inciden sobre el sistema eléctrico colombiano.

Transacciones internacionales de energía

■ Importaciones (Gwh) ■ Exportaciones (GWh)



Fuente: [XM](#), cálculos CAMPETROL.

Proyectos de generación eléctrica

El seguimiento a los proyectos de generación eléctrica permite observar la evolución tecnológica y territorial del sistema energético colombiano. Con corte a octubre de 2025, la información consolidada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) detalla las iniciativas actualmente que se encuentran vigentes, en el marco de una transformación gradual de la matriz eléctrica nacional.

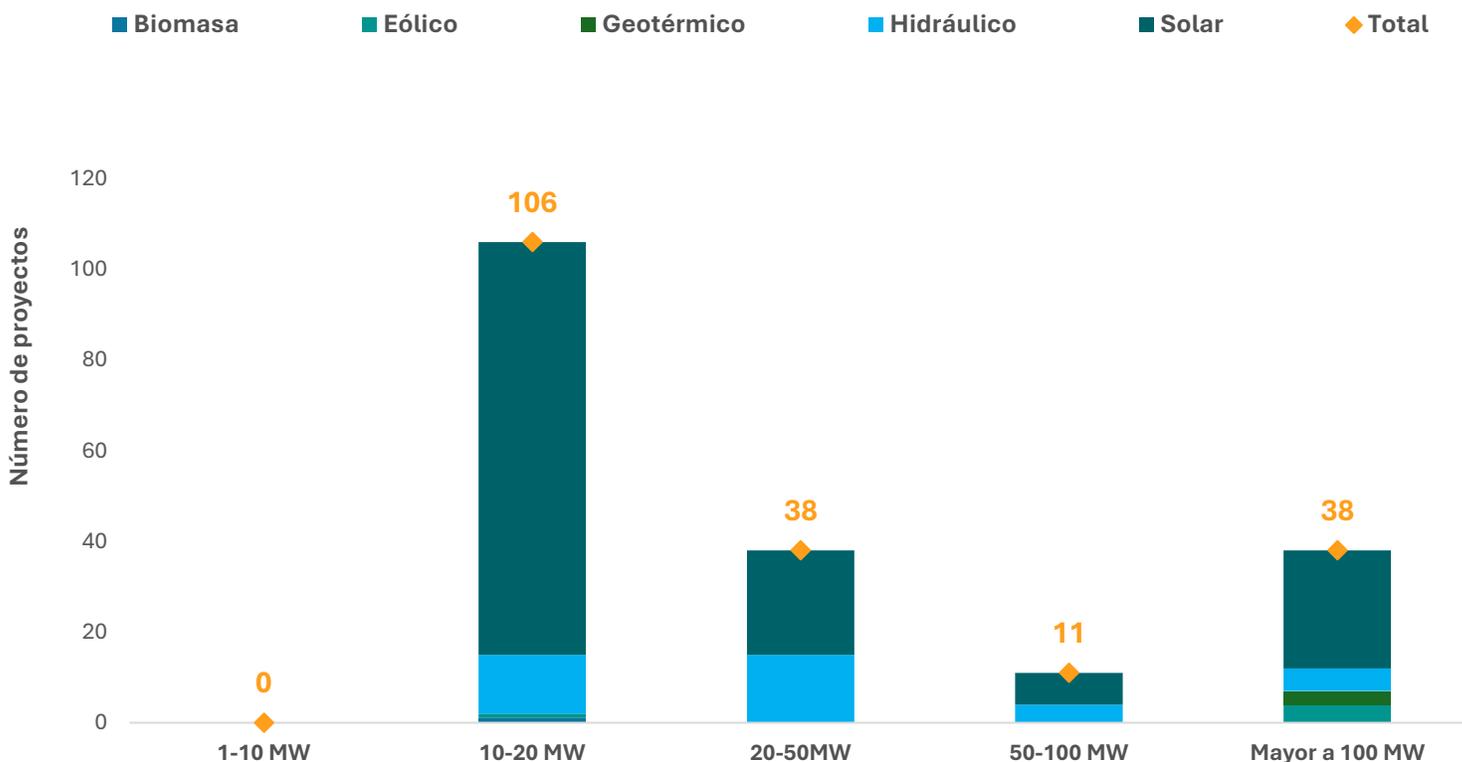
Según los datos más recientes, se identifican 231 proyectos de generación en vigencia. De estos, el 76,6% (177 proyectos) corresponde a energía solar fotovoltaica, con mayor concentración en los departamentos de Tolima (26), Córdoba (24), Cesar (22) y Bolívar (21). La generación hidráulica representa el 16,9% (36 proyectos), distribuidos principalmente en el departamento de Antioquia (14) y Santander (8). La energía eólica participa con el

1,3% (10 proyectos), localizados principalmente en La Guajira (5) y Magdalena (4). El 2,2% restante corresponde a un proyecto de biomasa y cuatro geotérmicos.

Este conjunto de desarrollos representa una expansión relevante de la capacidad instalada prevista para los próximos años, con una participación creciente de tecnologías renovables no convencionales.

Durante el primer semestre de 2025, la generación eléctrica nacional totalizó en 40.947,7 GWh, de acuerdo con cifras de XM. En dicho periodo, la participación de la fuente solar fotovoltaica y eólica cobra relevancia. Estas tecnologías cumplen un rol complementario dentro del sistema y coexisten con las fuentes convencionales en la estructura de la matriz energética nacional.

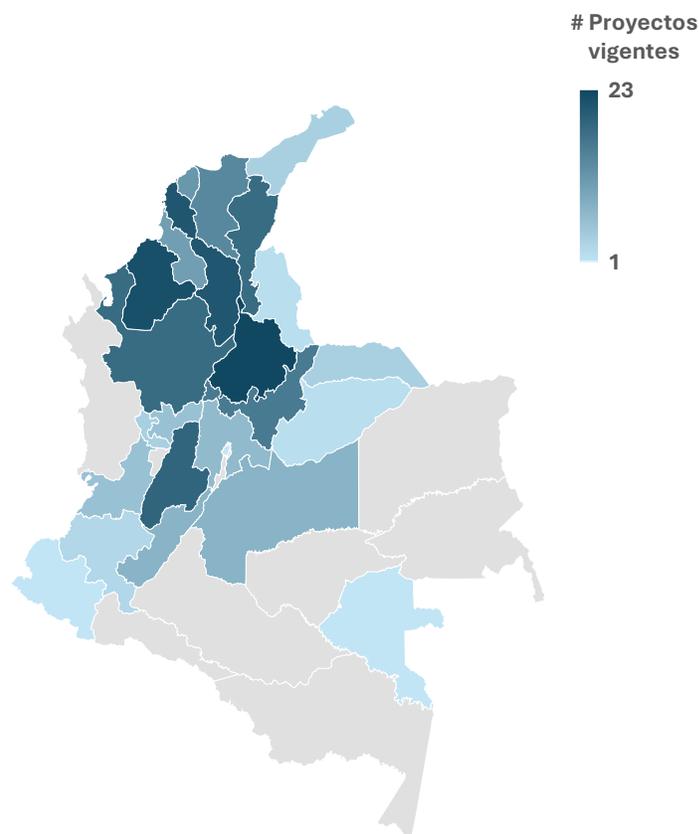
Número de proyectos vigentes por rango de potencia



Fuente: [UPME](#), cálculos CAMPETROL.

Departamento # Proyectos vigentes

Antioquia	18
Arauca	4
Atlántico	12
Bogotá	1
Bolívar	21
Boyacá	16
Caldas	6
Casanare	2
Cauca	3
Cesar	18
Córdoba	22
Cundinamarca	7
Huila	8
La Guajira	4
Magdalena	14
Meta	8
Nariño	1
Norte de Santander	2
Risaralda	4
Santander	23
Sucre	11
Tolima	19
Valle del Cauca	6
Vaupés	1
Total	231

Proyectos vigentes de generación eléctrica por departamento


Con tecnología de Bing
© Microsoft, OpenStreetMap, Overture Maps Foundation



Fuente: [UPME](#), cálculos CAMPETROL.

Ya disponible



Informe CAMPETROL Taladros & Producción

Septiembre
2025

Léalo ahora en campetrol.org,
escaneando el código QR



o haciendo

CLIC AQUÍ



Visite ahora nuestro

Directorio Interactivo

Consulta las presentaciones del

VII Ciclo de WORKSHOPS Planes y Programas de Inversión E&P 2025



Consultado por las principales empresas del sector:



Optimización **SEO**

41.200 visitas en el 2024

93% Orgánicas, 7% Directas



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de
Petróleo, Gas y Energía



Barrancabermeja, Santander, Colombia
Fuente: Unidad de Gestión del Riesgo

campetrol.org

Capítulo 6

Perfiles departamentales


Datos economía regional

Habitantes:
277.833 (2024) – 276.240 (2023)

Medición de desempeño departamental:
55,9 (2023) – 60,9 (2022)

Producto Interno Bruto (corriente):
\$9,2 billones (2024) - \$8,7 billones (2023)

PIB Per Cápita:
\$33,1 millones (2023) - \$31,5 millones (2022)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:
33,6% (2024) – 37,3% (2023)

Cobertura acueducto:
56% (2024) – 58% (2023)

Cobertura energía eléctrica:
94% (2023)

Cobertura gas natural:
4% (2018)

Déficit cualitativo de vivienda:
21% (2021) – 32% (2005)

Déficit cuantitativo de vivienda:
32% (2021) – 19% (2005)

Pobreza monetaria:
N.A

Pobreza multidimensional:
17,7% (2024) – 22,8% (2023)

Tasa de desempleo:
N.A

Índice Departamental de Competitividad:
3,94 posición 26/33 (2024) – 3,97 posición 24/33 (2023)

Taladros de perforación activos


2
1

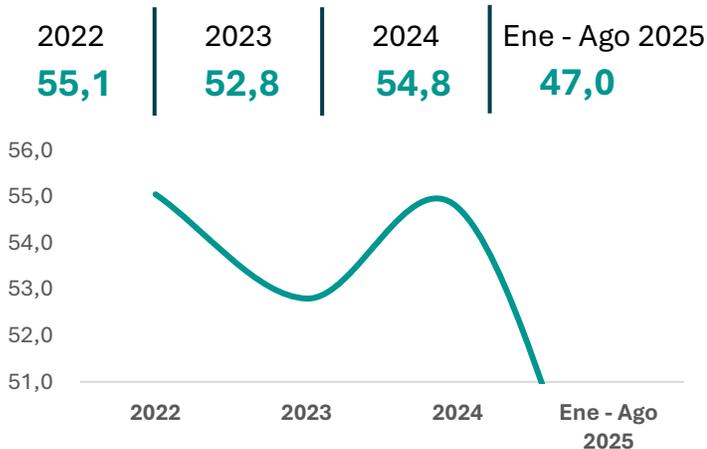
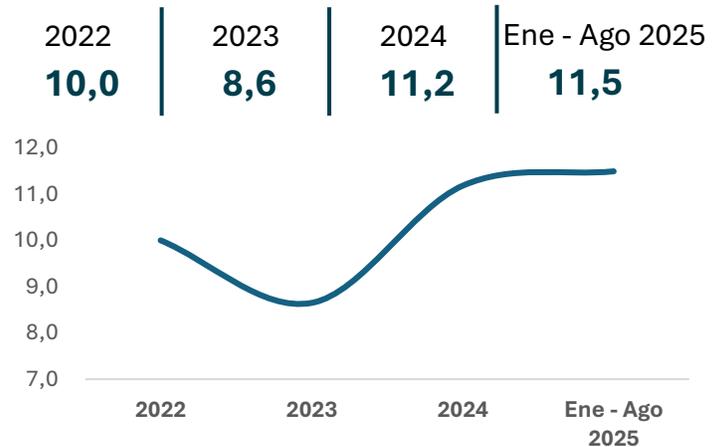
Cierre I Sem 2025
Junio 2025

Último dato disponible
Agosto 2025

Proyectos de generación de electricidad


4

Vigente a:
Octubre 2025
 - Solar: 4

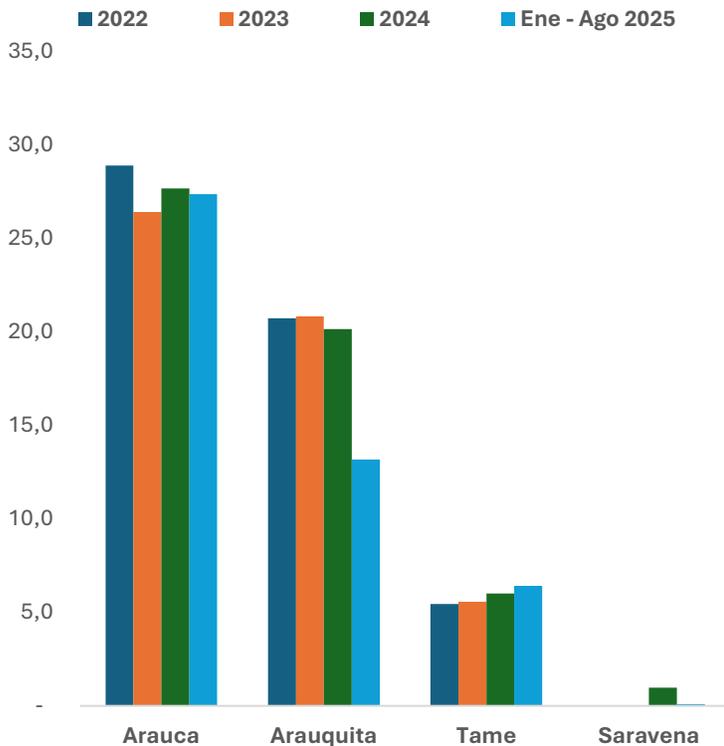
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

Producción fiscalizada de gas (MCPD)


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Sierracol Energy Arauca llc
2. Parex Resources Colombia ltd. Sucursal

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Arauca	28,9	26,4	27,7	27,3
Arauquita	20,7	20,8	20,1	13,7
Tame	5,4	5,6	6,0	6,4
Saravena	-	0,0	1,0	0,1

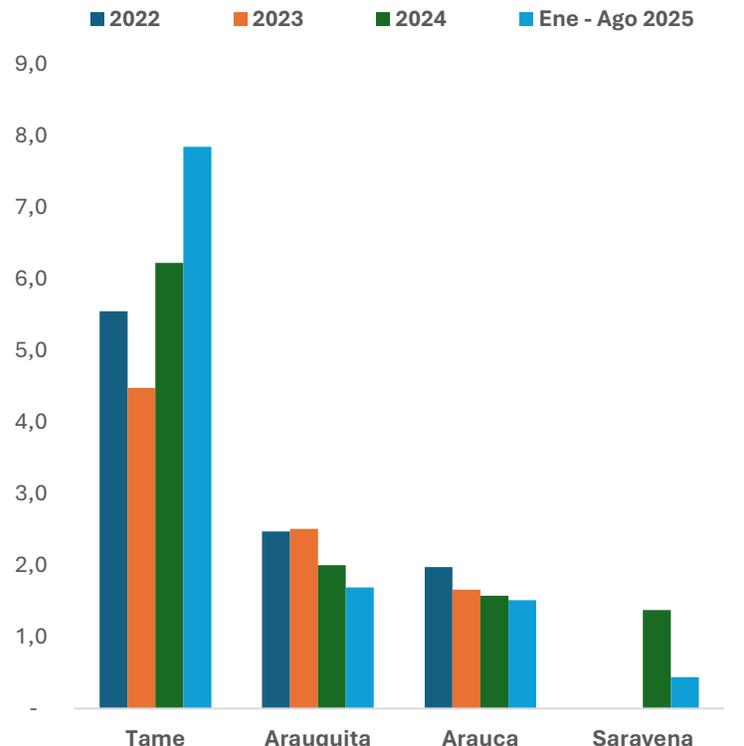


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Parex Resources Colombia ltd. Sucursal
2. Sierracol Energy Arauca llc

Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

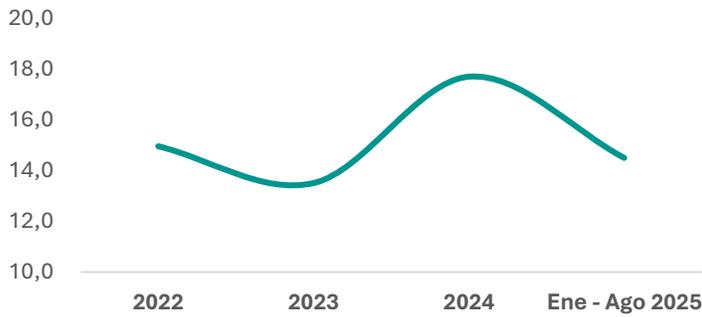
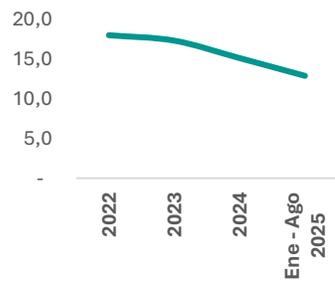
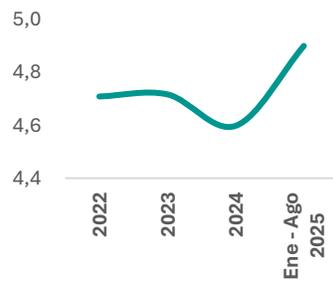
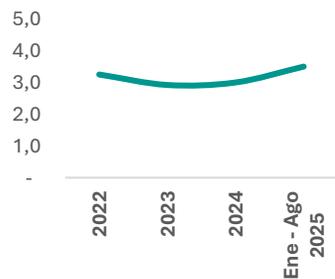
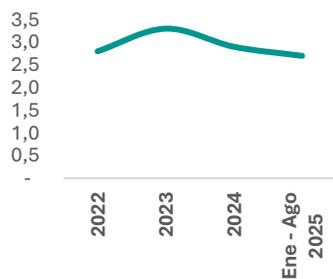
Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Tame	5,6	4,5	5,4	7,9
Arauquita	2,5	2,5	2,1	1,7
Arauca	2,0	1,7	1,6	1,5
Saravena	-	0,0	2,2	0,4



Perfiles departamentales: Arauca

Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

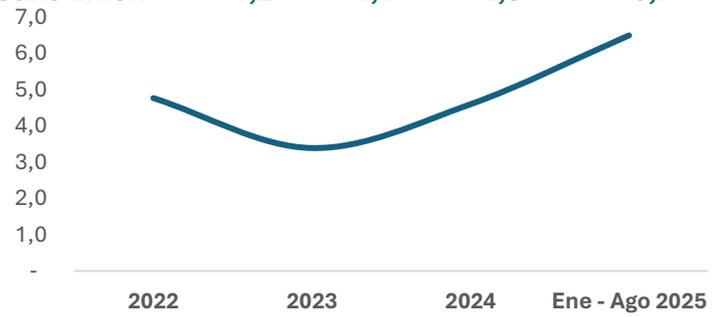
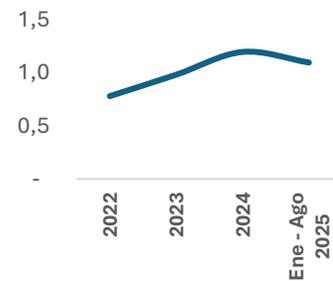
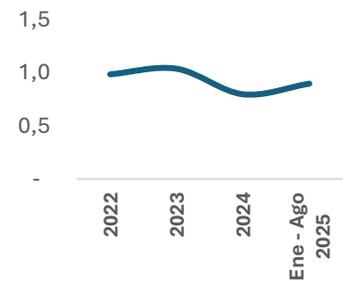
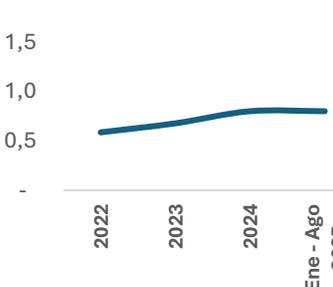
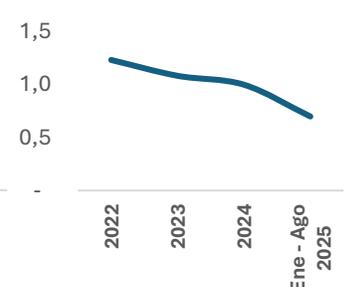
Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Rex ne	15,0	13,5	18,5	14,5
Caño limón	18,0	17,3	16,0	12,9
Andina	4,7	4,7	4,3	4,9
Caricare	3,3	2,9	3,0	3,5
Caño Yarumal	2,8	3,3	2,9	2,7

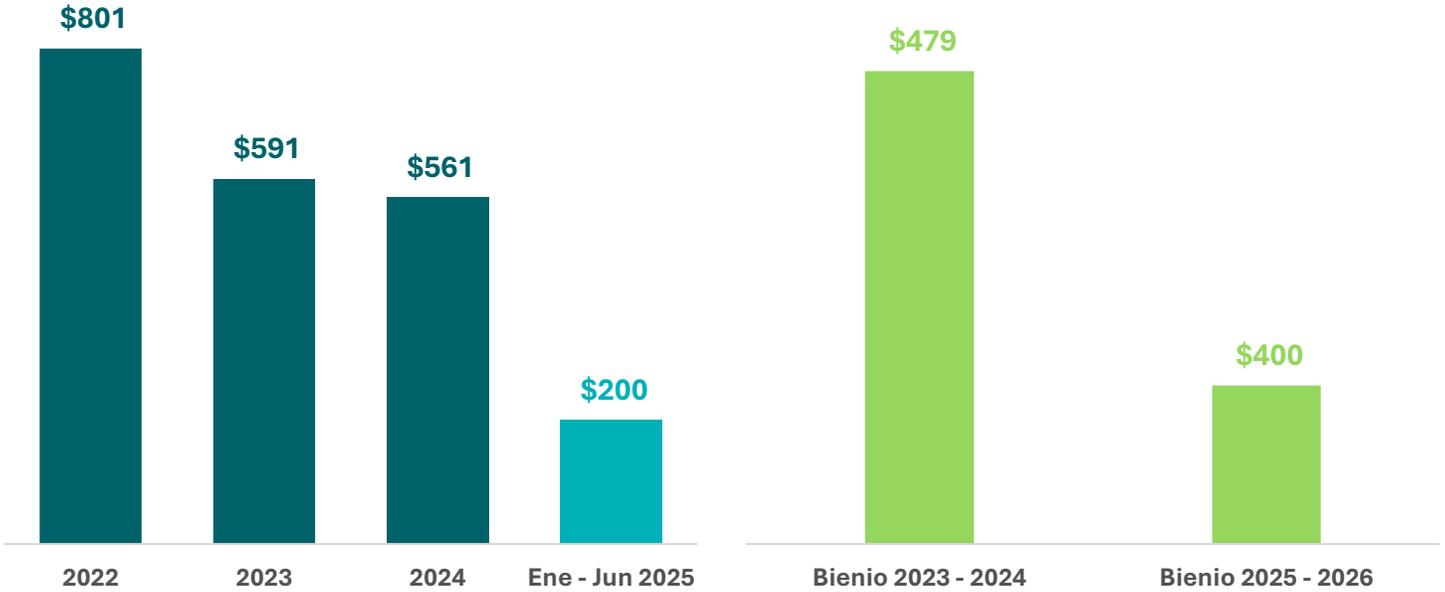
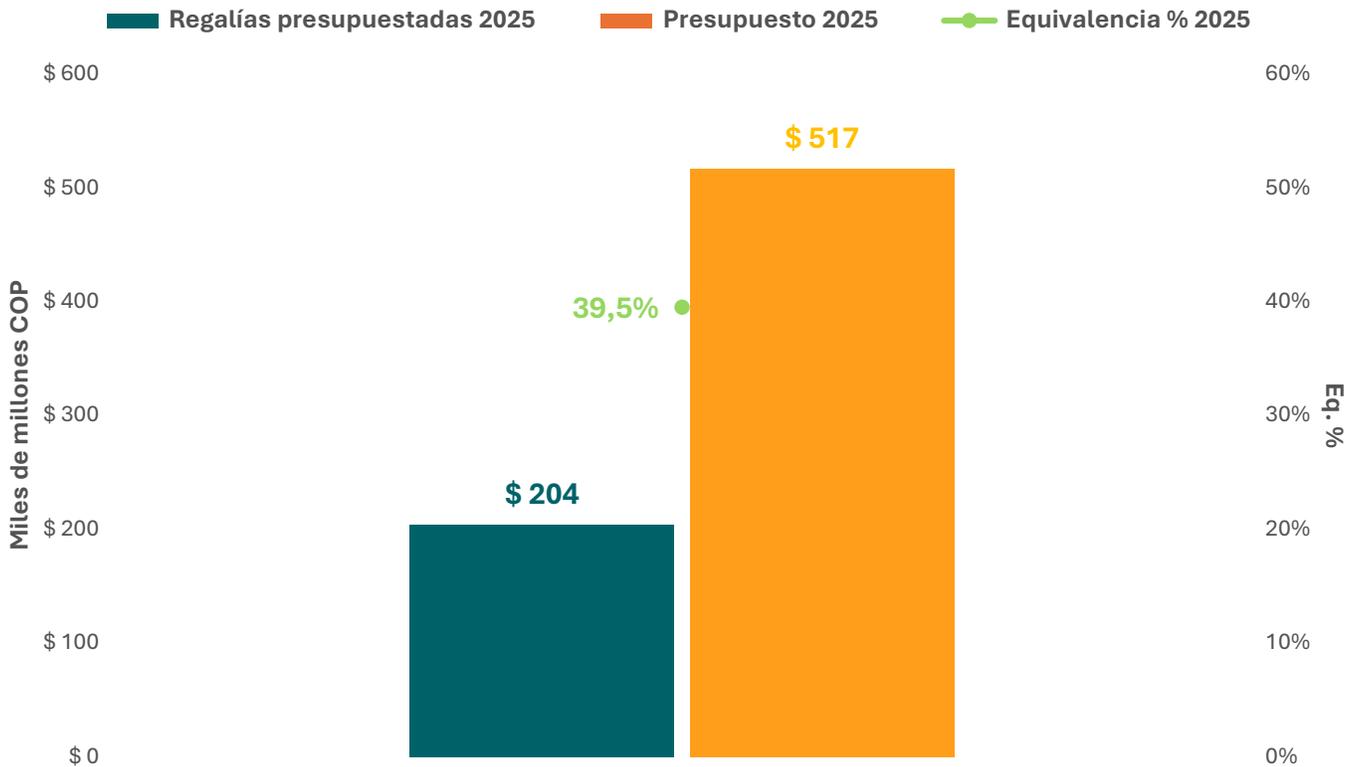
Rex ne

Caño limón

Andina

Caricare

Caño Yarumal


Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Andina	4,8	3,4	4,6	6,5
Capachos	0,8	1,0	1,2	1,1
Caricare	1,0	1,0	0,8	0,9
Rex Ne	0,6	0,7	0,8	0,8
Caño limón	1,2	1,1	1,0	0,7

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Caño limón	1,2	1,1	1,0	0,7
Andina	4,8	3,4	4,6	6,5


Capachos

Caricare

Rex Ne

Caño limón


**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**
**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2025


Fuente: ANH, SICODIS, Gobernaciones, DANE, Terridata, CAMPETROL, UPME, CPC, cálculos CAMPETROL.


Datos economía regional

Habitantes:
1.283.225 (2024) - 1.275.286 (2023)

Medición de desempeño departamental:
78,0 (2023) – 74,9 (2022)

Producto Interno Bruto (corriente):
\$45,2 billones (2024) - \$42,3 billones (2023)

PIB Per Cápita:
\$35,2 millones (2024) - \$33,2 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:
6,0% (2023) – 7,6% (2023)

Cobertura acueducto:
62% (2024) – 59,4% (2023)

Cobertura energía eléctrica:
95,5% (2023)

Cobertura gas natural:
52% (2018)

Déficit cualitativo de vivienda:
25% (2021) – 34% (2005)

Déficit cuantitativo de vivienda:
3% (2021) – 7% (2005)

Pobreza monetaria:
31,1% (2023) – 36,3% (2022)

Pobreza multidimensional:
6,9% (2024) – 9,9% (2023)

Tasa de desempleo:
11,0% (Tunja Ene 25 – Ago 25) - 11,3% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:
5,62 posición 10/33 (2024) – 5,48 posición 10/33 (2023)

Taladros de perforación activos

1
1

 Cierre I Sem 2025
Junio 2025

 Último dato disponible
Agosto 2025
Proyectos de generación de electricidad

12

Vigente a:

Enero 2025

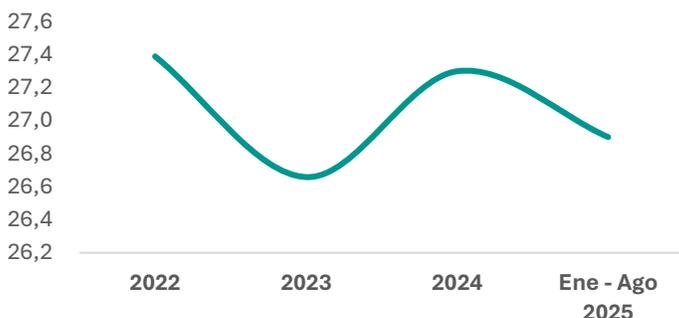
- Solar: 10

- Geotérmico: 1

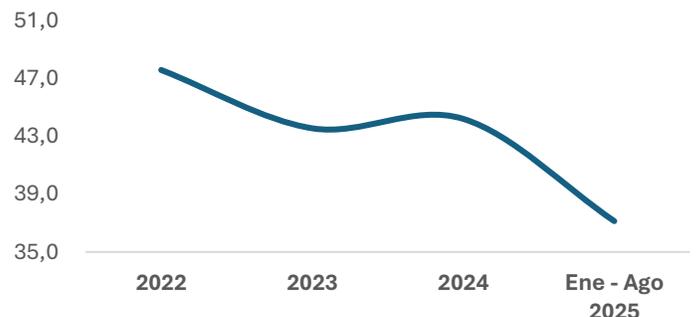
- Hidráulico: 1

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
27,4	26,7	27,3	26,7


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
47,6	43,5	44,2	42,3

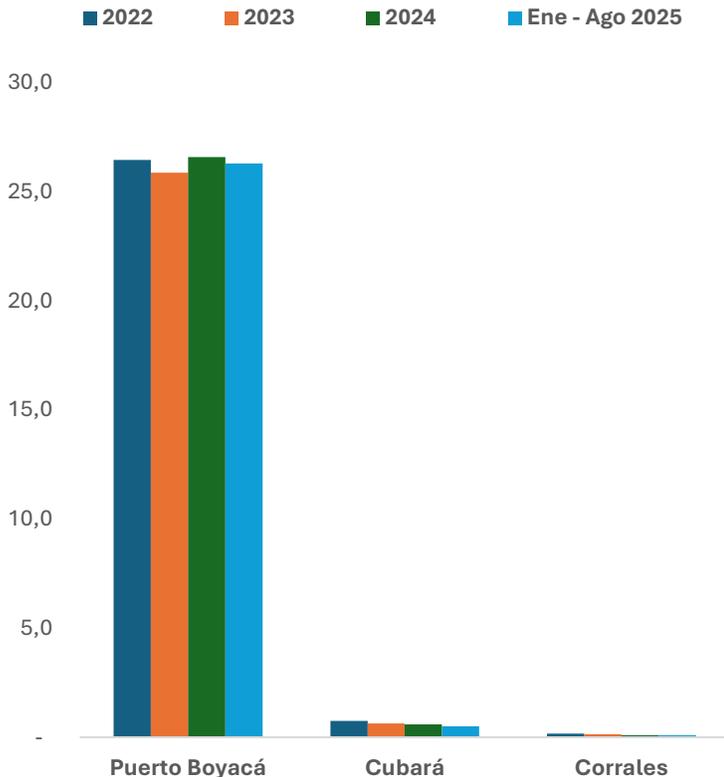


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Ecopetrol S.A.
2. Mansarovar Energy Colombia ltd
3. Unión Temporal Omega Energy
4. TPL Colombia ltd – sucursal Colombia

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Puerto Boyacá	26,5	25,9	26,6	26,3
Cubará	0,7	0,6	0,6	0,5
Corrales	0,2	0,1	0,1	0,1

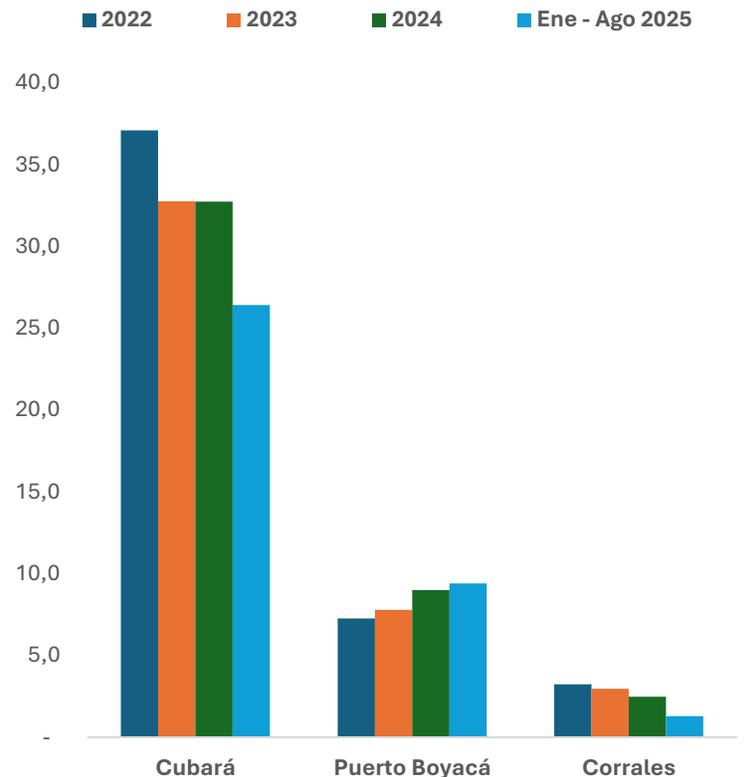


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Ecopetrol S.A.
2. Mansarovar Energy Colombia ltd
3. Unión Temporal Omega Energy

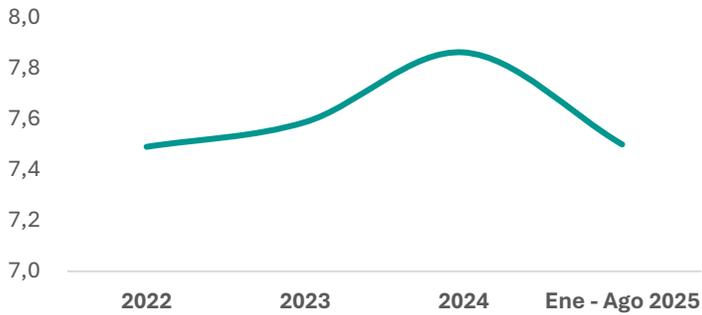
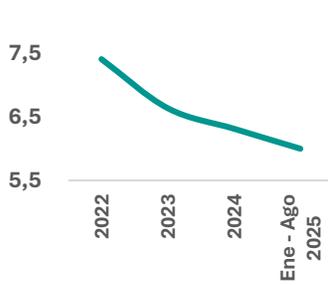
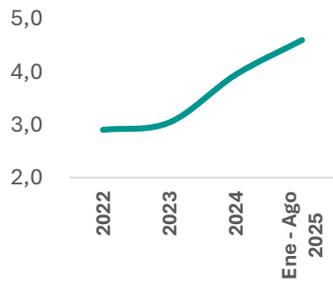
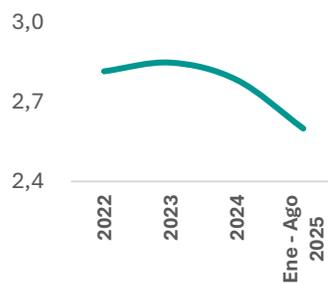
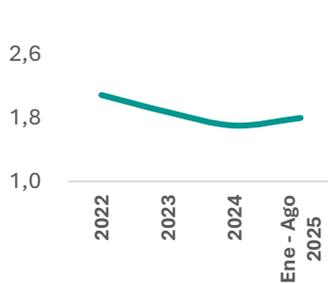
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Cubará	37,1	32,8	32,7	26,4
Puerto Boyacá	7,3	7,8	9,0	9,4
Corrales	3,2	3,0	2,5	1,3

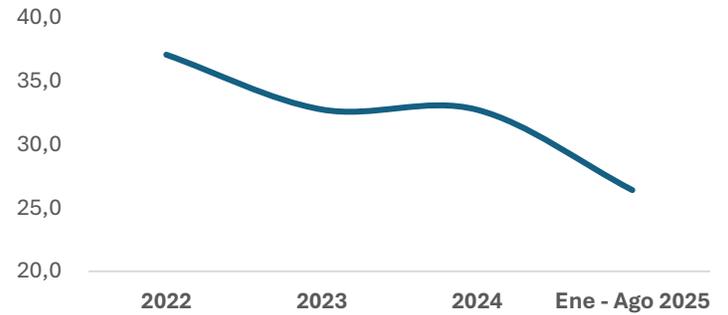
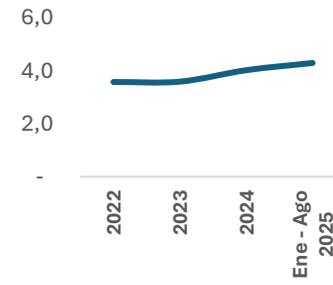
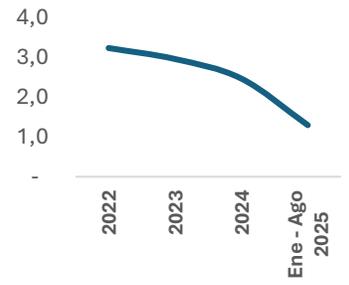
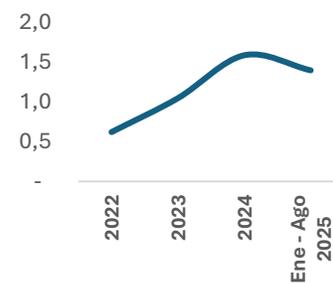
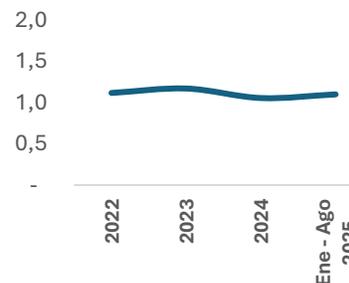


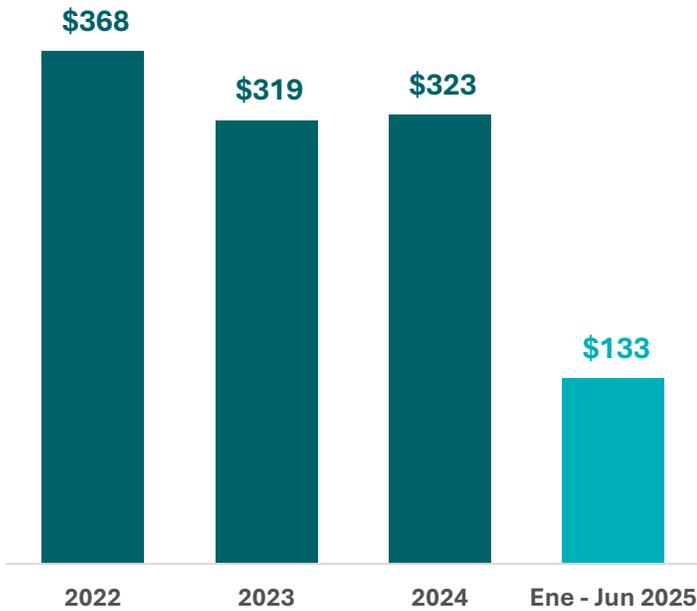
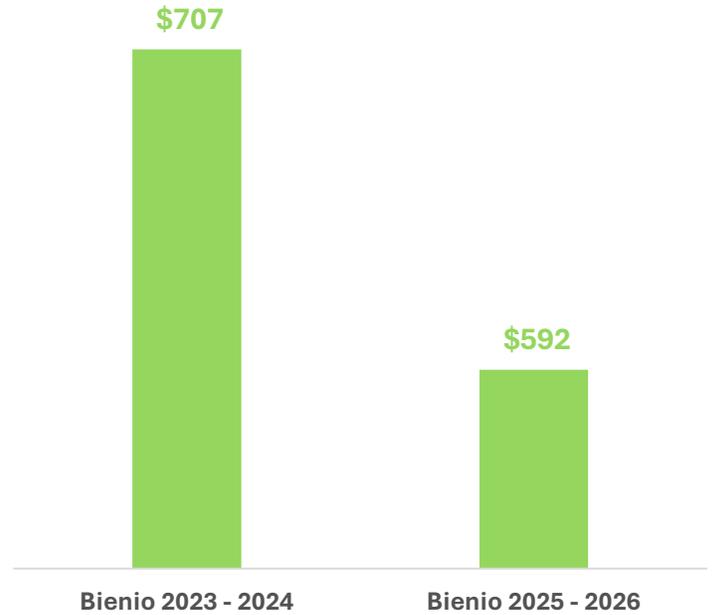
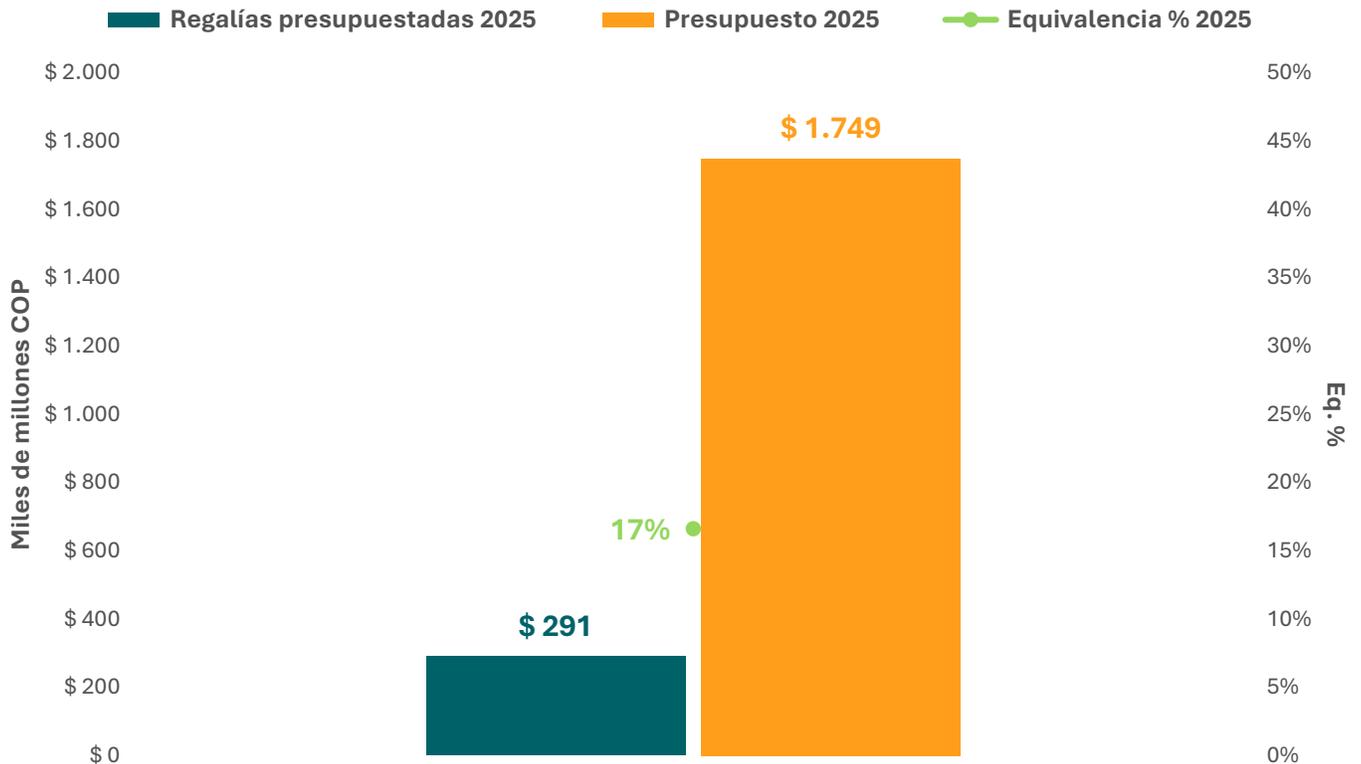
**Top 5 de campos productores de
Petróleo – (KBPD)**

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Palagua	7,5	7,6	7,9	7,5
Moriche	7,4	6,6	6,3	6,0
Velasquez	2,9	3,0	3,9	4,6
Jazmin	2,8	2,8	2,8	2,6
Abarco	2,1	1,9	1,7	1,8

Palagua

Moriche

Velasquez

Jazmin

Abarco

**Top 5 de campos productores de
Gas – (MPCD)**

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Gibraltar	37,1	32,8	32,7	26,4
Palagua	3,6	3,6	4,0	4,3
Caipal	0,6	1,0	1,6	1,4
Corrales	3,2	3,0	2,5	1,3
Jazmin	1,1	1,2	1,1	1,1

Gibraltar

Palagua

Corrales

Caipal

Jazmin


**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2025


Fuente: ANH, SICODIS, Gobernaciones, DANE, Terridata, CAMPETROL, UPME, CPC, cálculos CAMPETROL.


Datos economía regional

Habitantes:
467.565 (2024) – 461.462 (2023)

Medición de desempeño departamental:
76,3 (2023) – 77,5 (2022)

Producto Interno Bruto (corriente):
\$23,6 billones (2024) - \$23,1 billones (2023)

PIB Per Cápita:
\$50,5 millones (2024) – \$50,1 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:
37% (2024) – 42% (2023)

Cobertura acueducto:
54% (2024) – 50% (2023)

Cobertura energía eléctrica:
93% (2023)

Cobertura gas natural:
76% (2018)

Déficit cualitativo de vivienda:
26% (2021) – 32% (2005)

Déficit cuantitativo de vivienda:
8% (2021) – 15% (2005)

Pobreza monetaria:
N.A

Pobreza multidimensional:
11,3% (2024) – 15,0% (2023)

Tasa de desempleo:
N.A

Índice Departamental de Competitividad:
4,81 posición 18/33 (2024) – 4,42 posición 19/33 (2023)

Taladros de perforación activos

5

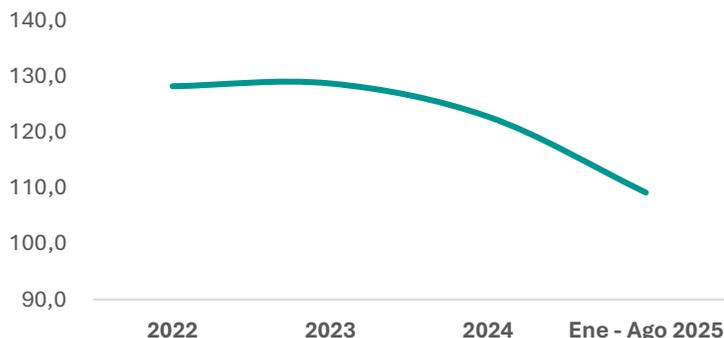
 Cierre I Sem 2025
Junio 2025
5

 Último dato disponible
Agosto 2025
Proyectos de generación de electricidad

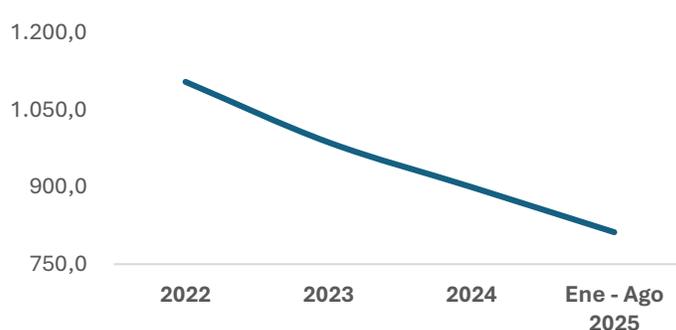
2

 Vigente a:
Enero 2025
 - **Solar: 2**
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
128,3	128,8	122,8	119,2


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
1.104,5	987,0	900,0	812,1

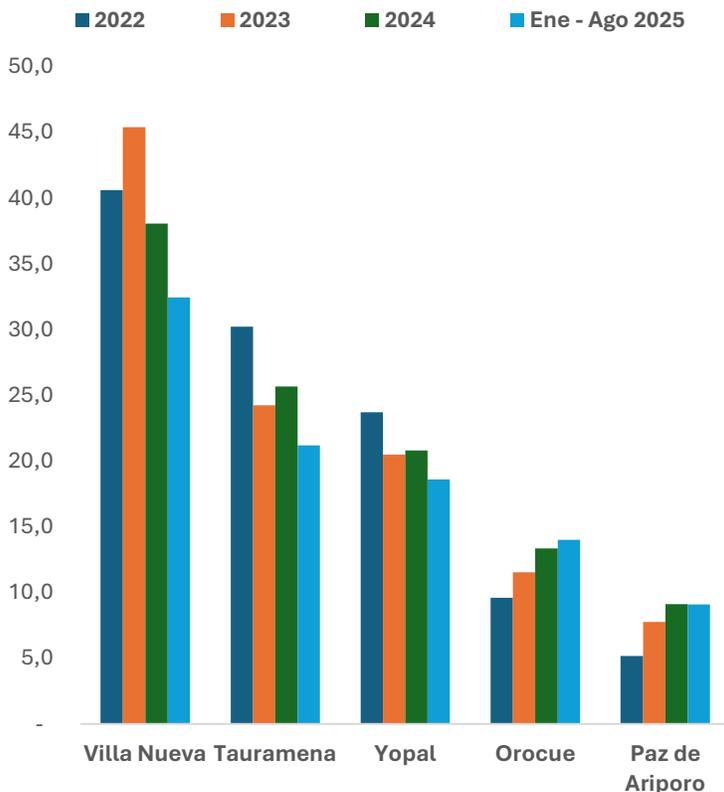


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Geopark Colombia S.A.
2. Ecopetrol S.A
3. Verano Energy (Switzerland) AG Sucursal
4. Perenco Colombia LTD
5. Petróleos Colombianos S.A.

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Villa Nueva	40,6	45,4	38,1	32,4
Tauramena	30,2	24,3	25,7	21,2
Yopal	23,7	20,5	20,8	18,6
Orocue	9,6	11,5	13,3	14,0
Paz de Ariporo	5,2	7,8	9,1	9,1

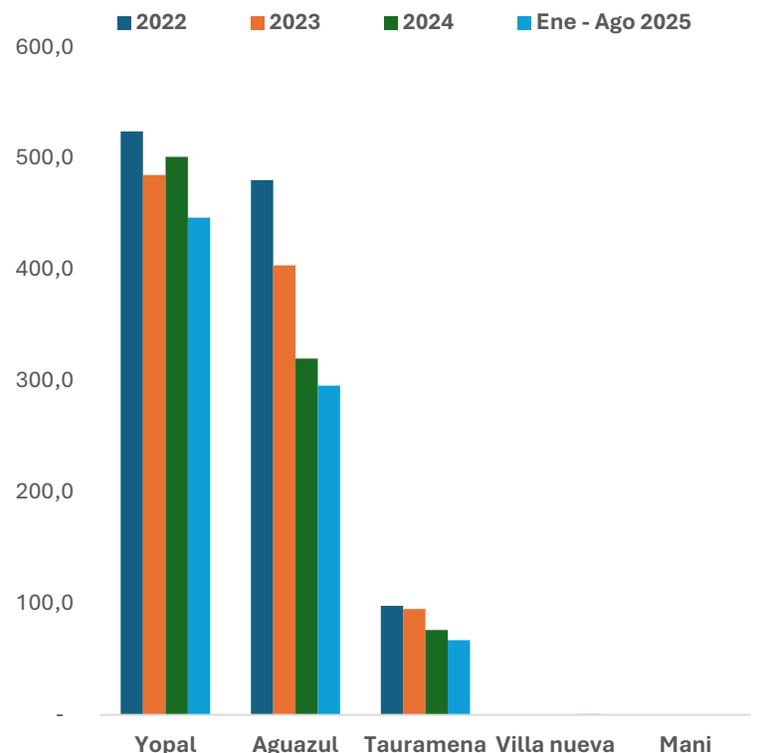


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Ecopetrol S.A.
2. Verano Energy
3. Perenco Colombia limited
4. Colombia Energy Development.
5. Geopark Colombia S.A.

Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Yopal	524,1	485,1	501,1	446,7
Aguazul	480,3	403,8	320,1	295,6
Tauramena	97,9	95,2	76,1	67,1
Villa Nueva	0,1	0,8	0,7	0,9
Mani	0,5	0,3	0,4	0,6

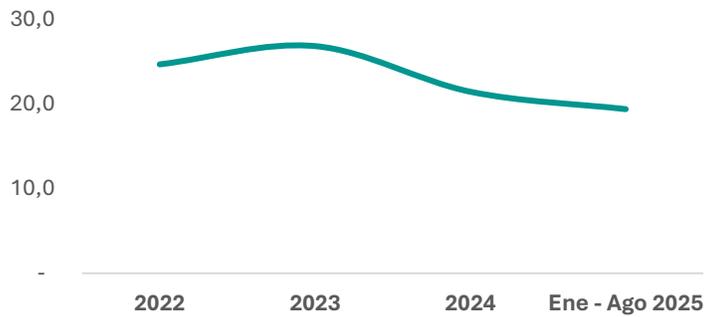


Perfiles departamentales: Casanare

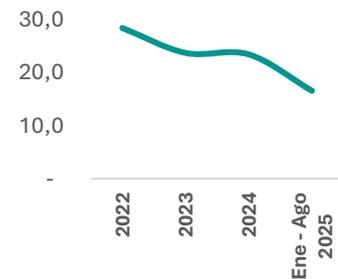
Top 5 de campos productores de Petróleo - (KBPD)

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Jacana	24,7	26,9	21,5	19,4
Tigana	28,5	23,8	23,5	16,6
Pauto Sur	15,6	13,4	14,0	12,9
Bacano	8,1	8,1	8,3	5,3
Chaparrito	0,3	2,6	4,6	4,4

Jacana



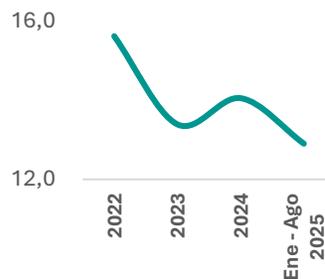
Tigana



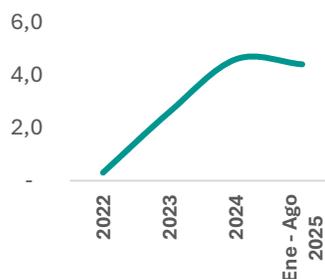
Bacano



Pauto Sur



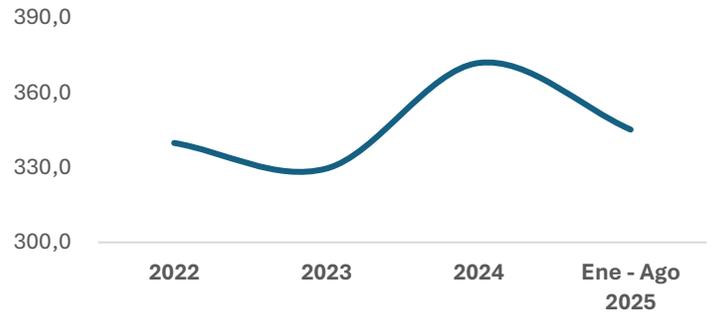
Chaparrito



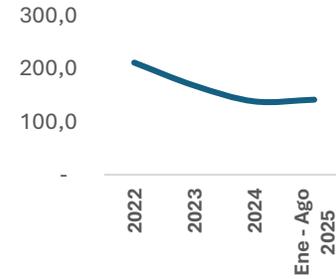
Top 5 de campos productores de Gas - (MPCD)

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Pauto Sur	339,8	329,6	371,9	345,2
Cupiagua	211,9	168,6	138,7	141,9
Cupiagua Sur	152,8	124,5	104,7	98,5
Cusiana	91,4	90,2	70,3	59,9
Floreña	107,0	89,0	70,5	53,0

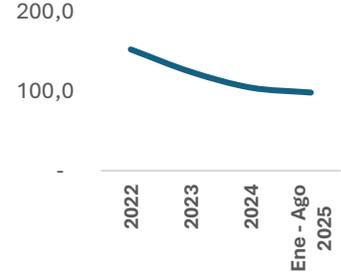
Pauto Sur



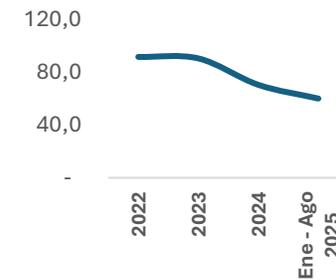
Cupiagua



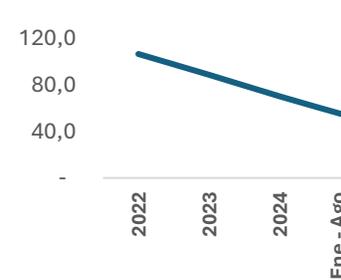
Cupiagua Sur

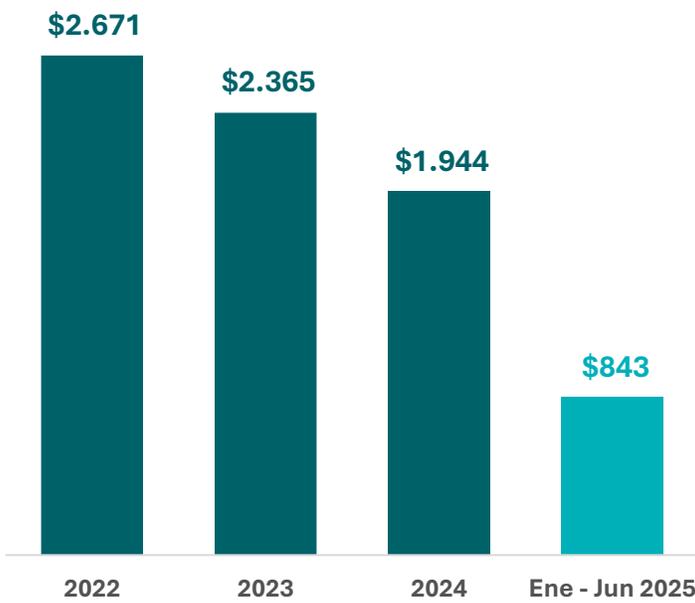


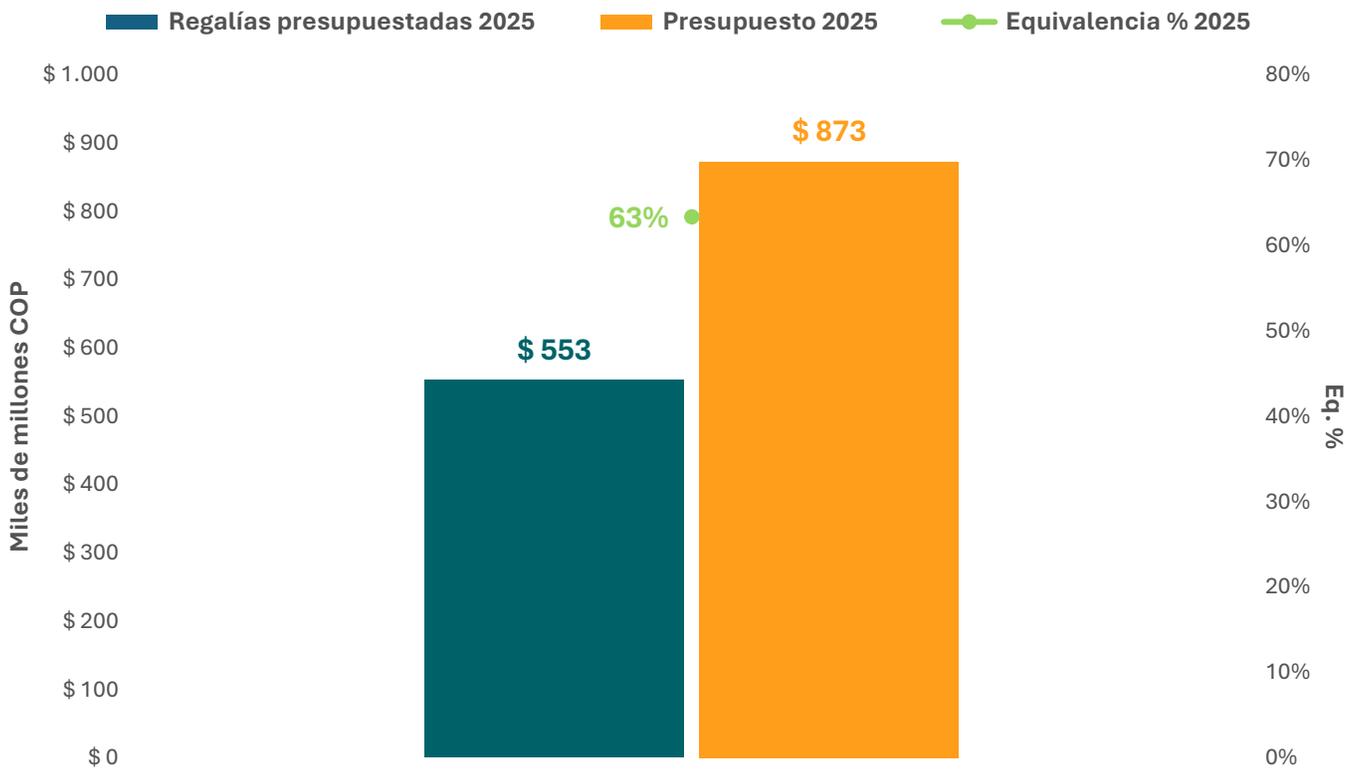
Cusiana



Floreña



**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2025


Fuente: ANH, SICODIS, Gobernaciones, DANE, Terridata, CAMPETROL, UPME, CPC, cálculos CAMPETROL.


Datos economía regional

Habitantes:
1.969.108 (2024) – 1.943.751 (2023)

Medición de desempeño departamental:
66,6 (2023) – 63,1 (2022)

Producto Interno Bruto (corriente):
\$31,0 billones (2024) - \$28,3 billones (2023)

PIB Per Cápita:
\$15,7 millones (2024) - \$14,6 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:
3,7% (2024) – 3,9% (2023)

Cobertura acueducto:
73% (2024) – 75,3% (2023)

Cobertura energía eléctrica:
82% (2023)

Cobertura gas natural:
47% (2018)

Déficit cualitativo de vivienda:
40% (2021) – 58,6% (2005)

Déficit cuantitativo de vivienda:
21% (2023) – 20% (2005)

Pobreza monetaria:
50,4% (2023) – 54,0% (2022)

Pobreza multidimensional:
25,7% (2024) – 21,4% (2023)

Tasa de desempleo:
10,8% (Montería Ene 25 – Ago 25) - 11,5% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:
4,41 posición 22/33 (2024) – 4,08 posición 22/33 (2023)

Taladros de perforación activos


2
3

Cierre I Sem 2025
Junio 2025

Último dato disponible
Agosto 2025

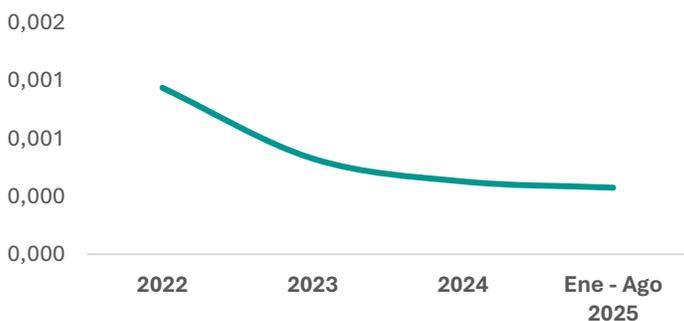
Proyectos de generación de electricidad


25

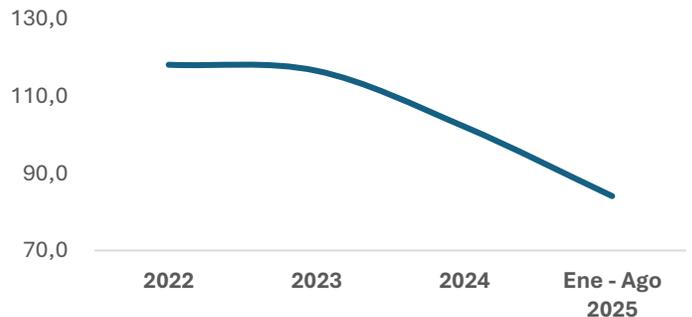
Vigente a:
Enero 2025
 - Solar: 24
 - Eólico: 1

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
0,001	0,001	0,001	0,0005


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
118,2	116,6	102,1	84,1



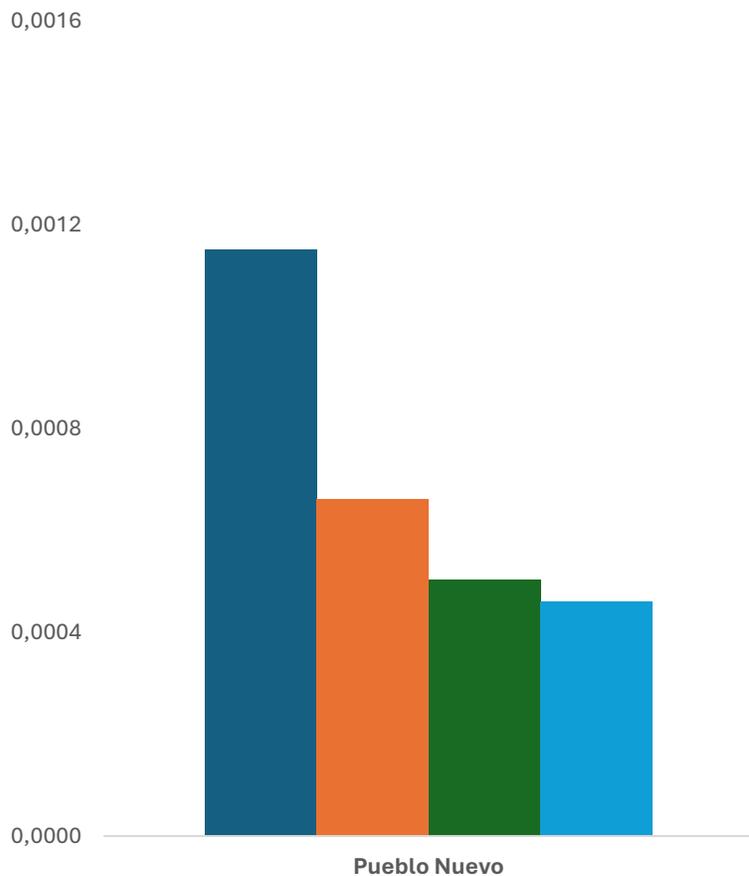
Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Hocol S.A.

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Pueblo Nuevo	0,001	0,001	0,001	0,0005

■ 2022 ■ 2023 ■ 2024 ■ Ene - Ago 2025



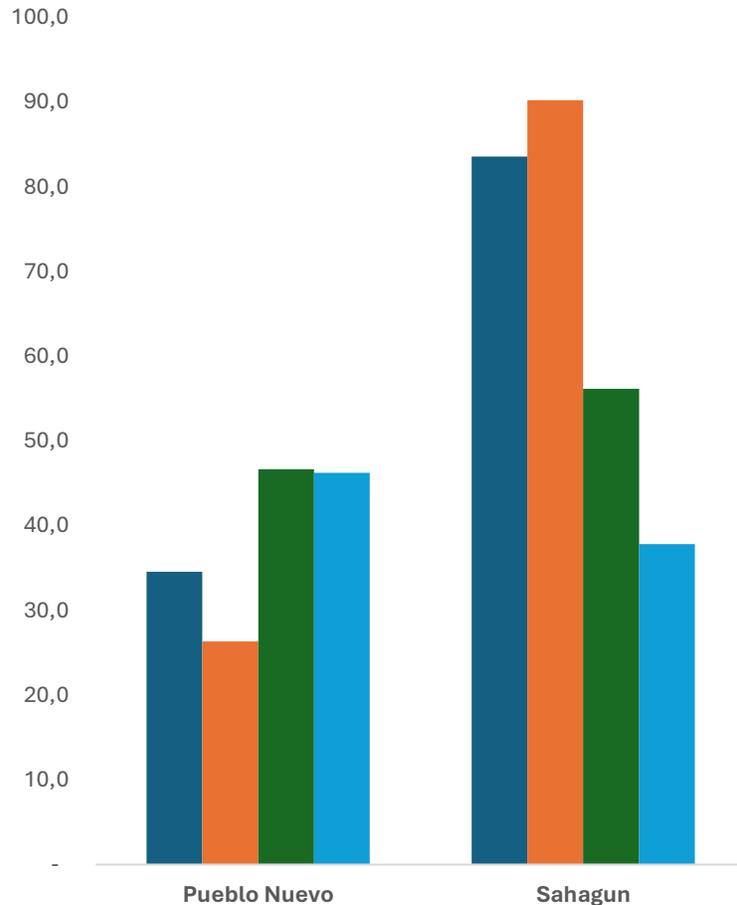
Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Canacol Energy Colombia S.A.S
2. CNE Oil & Gas S.A.S
3. Hocol S.A.
4. Clean Energy Resources S.A.S

Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

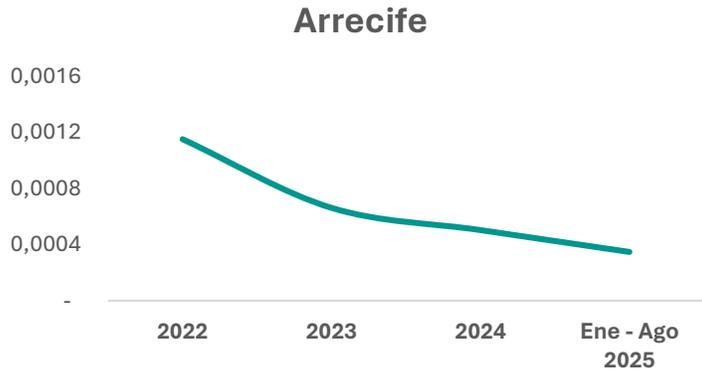
Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Pueblo Nuevo	34,6	26,3	46,7	46,3
Sahagun	83,6	90,3	56,2	37,8

■ 2022 ■ 2023 ■ 2024 ■ Ene - Ago 2025

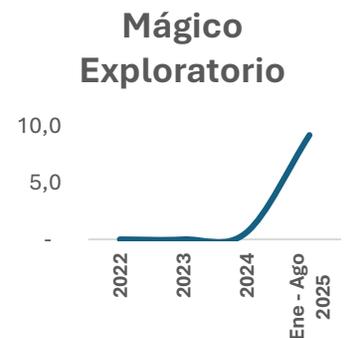
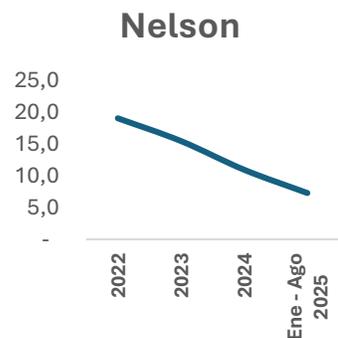
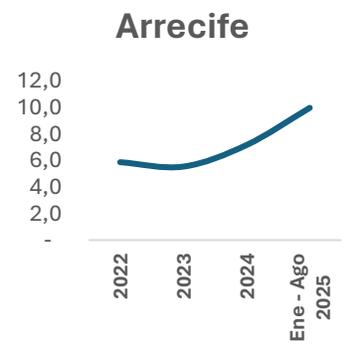
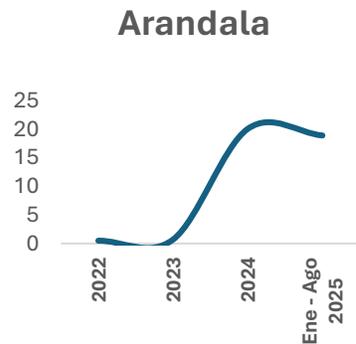
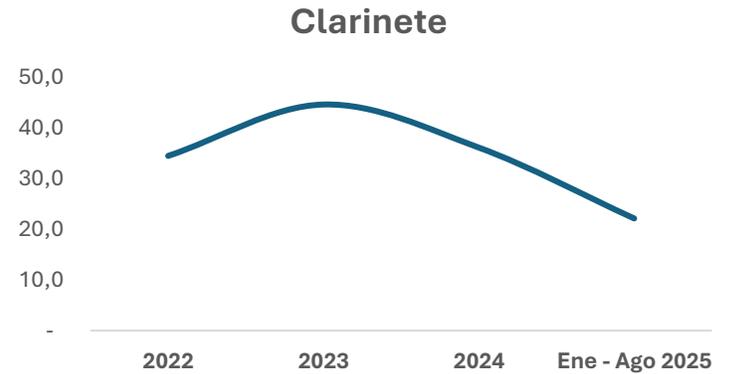


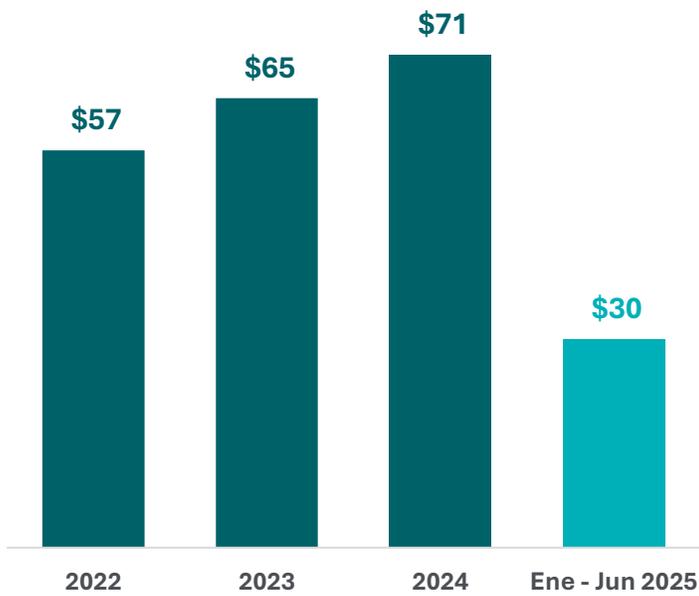
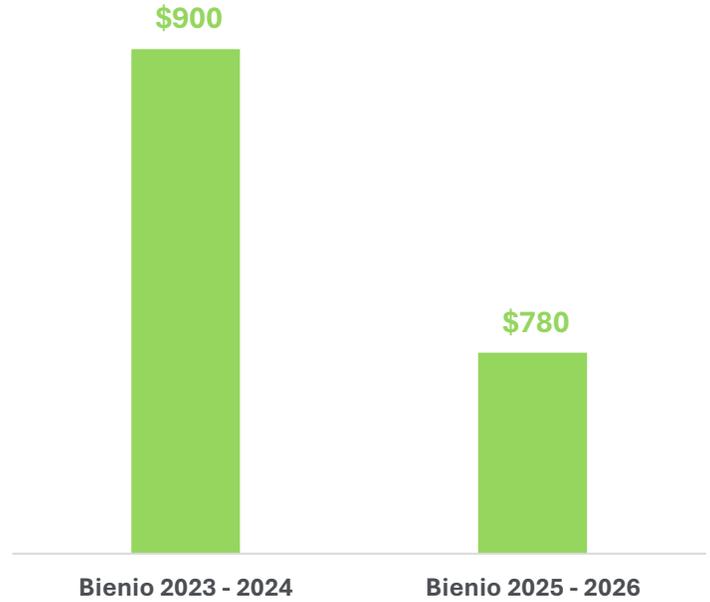
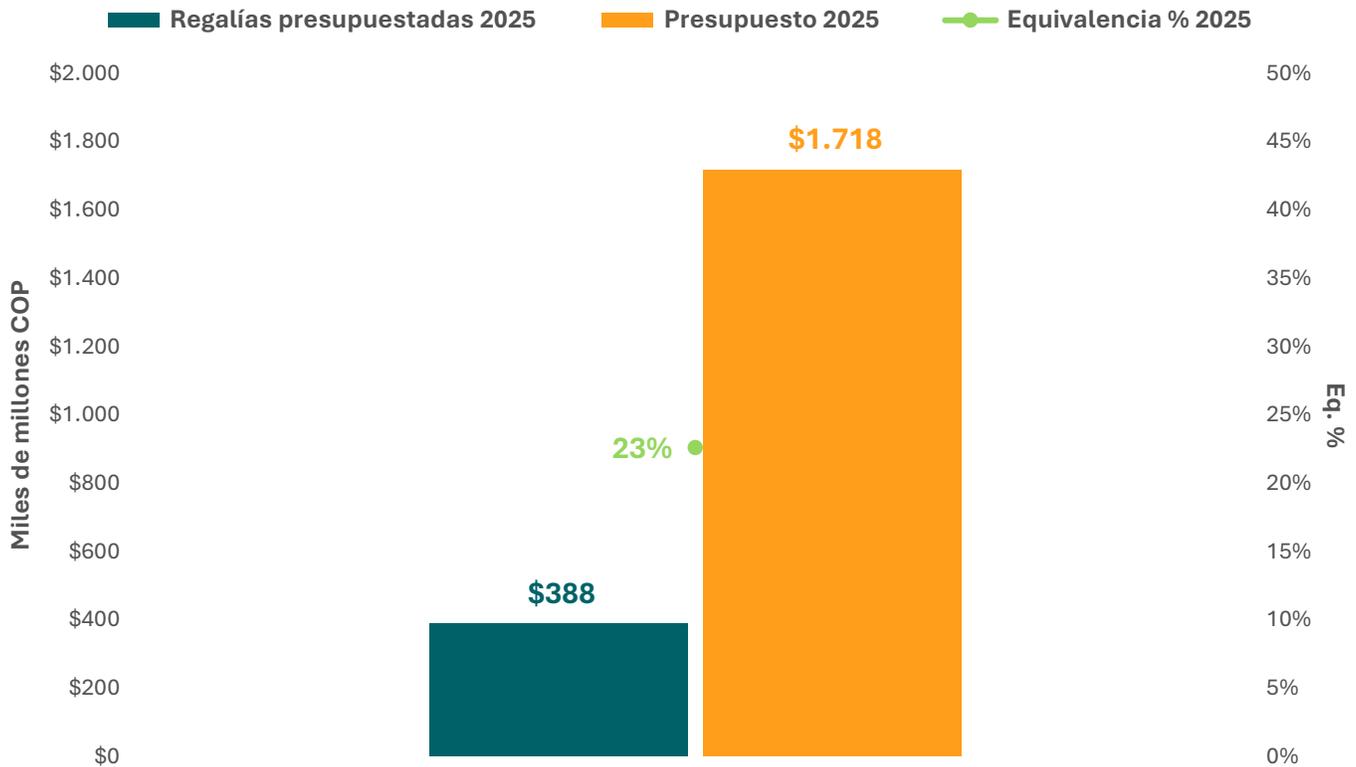
**Top 5 de campos productores de
Petróleo – (KBPD)**

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Arrecife	0,0012	0,0007	0,0005	0,0003


**Top 5 de campos productores de
Gas – (MPCD)**

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Clarinete	34,4	44,6	36,1	22,1
Arandala	0,5	0,7	20,1	18,9
Arrecife	5,9	5,6	7,2	10,0
Mágico Exploratorio	0,0	0,0	0,6	9,2
Nelson	19,1	15,5	11,0	7,3



**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2025


Fuente: ANH, SICODIS, Gobernaciones, DANE, Terridata, CAMPETROL, UPME, CPC, cálculos CAMPETROL.

Datos economía regional

Habitantes:

1.047.859 (2024) – 1.027.914 (2023)

Medición de desempeño departamental:

64,4 (2023) – 58,5 (2022)

Producto Interno Bruto (corriente):

\$17,6 billones (2024) - \$20,3 billones (2023)

PIB Per Cápita:

\$16,8 millones (2024) - \$19,7 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:

32% (2024) – 57% (2023)

Cobertura acueducto:

73% (2024) – 74% (2023)

Cobertura energía eléctrica:

54,6% (2023)

Cobertura gas natural:

40% (2018)

Déficit cualitativo de vivienda:

59% (2021) – 52% (2005)

Déficit cuantitativo de vivienda:

12% (2021) – 24% (2005)

Pobreza monetaria:

65,3% (2023) – 65,4% (2022)

Pobreza multidimensional:

39,3% (2024) – 42,6% (2023)

Tasa de desempleo:

15,5% (Riohacha Ene 25 – Ago 25) - 17,3% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:

4,07 posición 25/33 (2023) – 3,73 posición 26/33 (2023)

Taladros de perforación activos

1

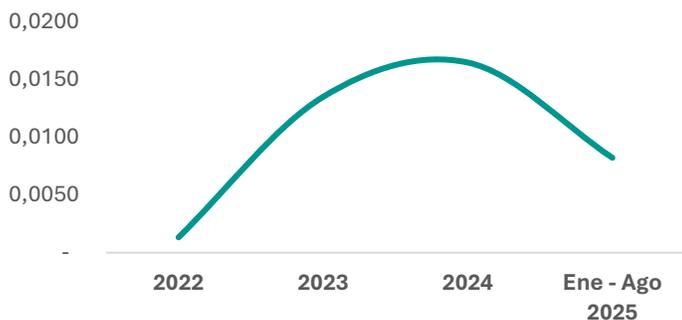
 Cierre I Sem 2025
Junio 2025
2

 Último dato disponible
Agosto 2025
Proyectos de generación de electricidad

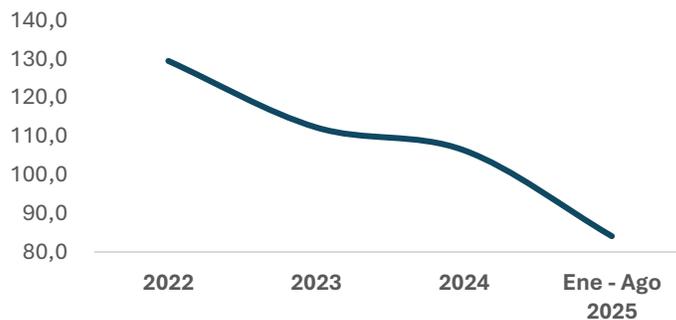
8

 Vigente a:
Enero 2025
 - **Eólico: 5**
 - **Solar: 3**
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
0,0013	0,0135	0,0164	0,0082


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
129,5	112,3	106,4	106,4



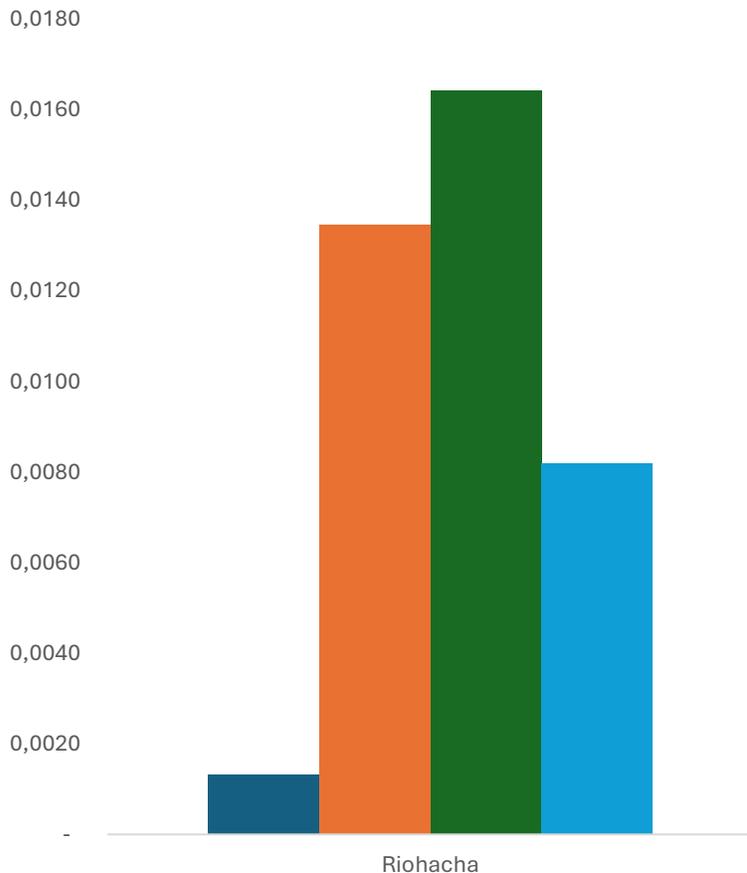
Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. MKMS Enerji Sucursal Colombia

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Riohacha	0,001	0,013	0,016	0,008

■ 2022 ■ 2023 ■ 2024 ■ Ene - Ago 2025



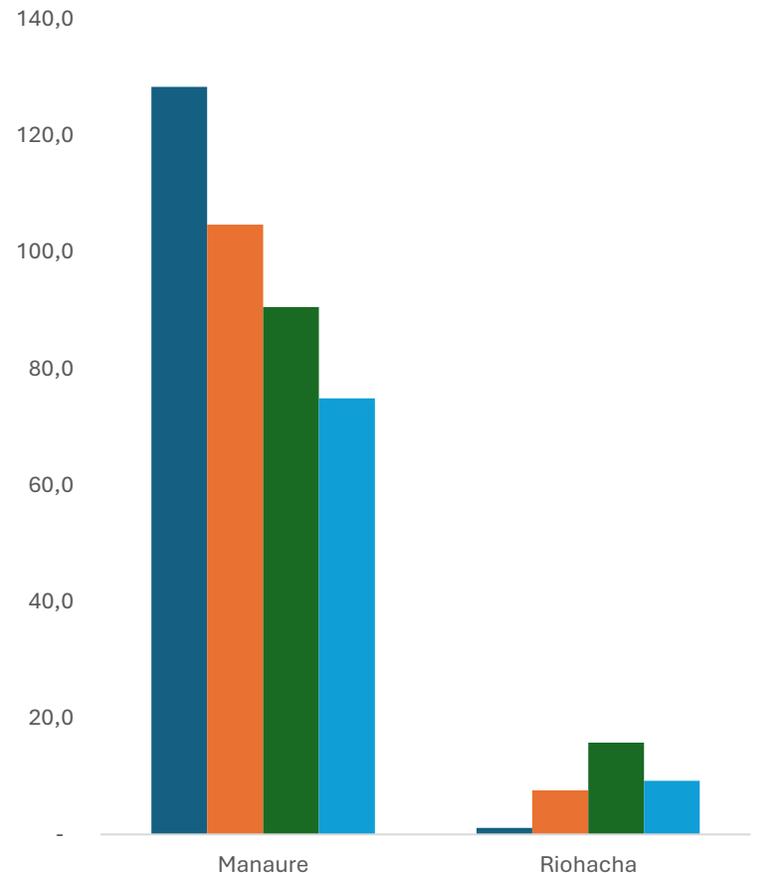
Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Hocol S.A.
2. MKMS Enerji Sucursal Colombia

Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

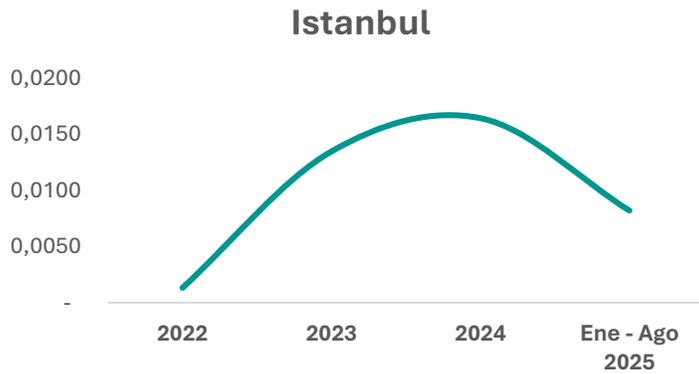
Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Manaure	128,4	104,7	90,6	74,9
Riohacha	1,1	7,6	15,8	9,2

■ 2022 ■ 2023 ■ 2024 ■ Ene - Ago 2025

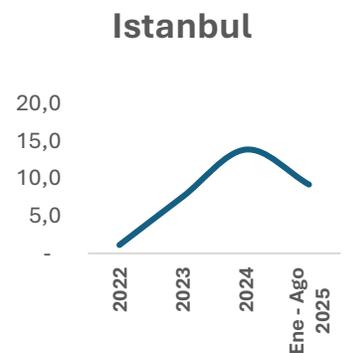
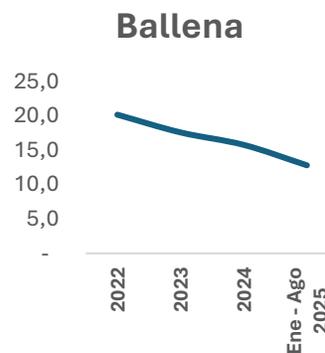
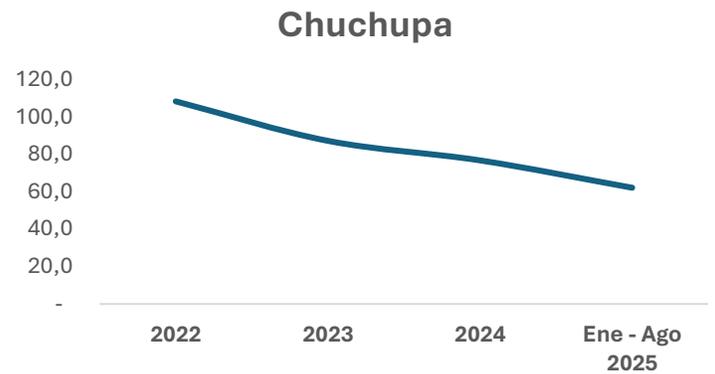


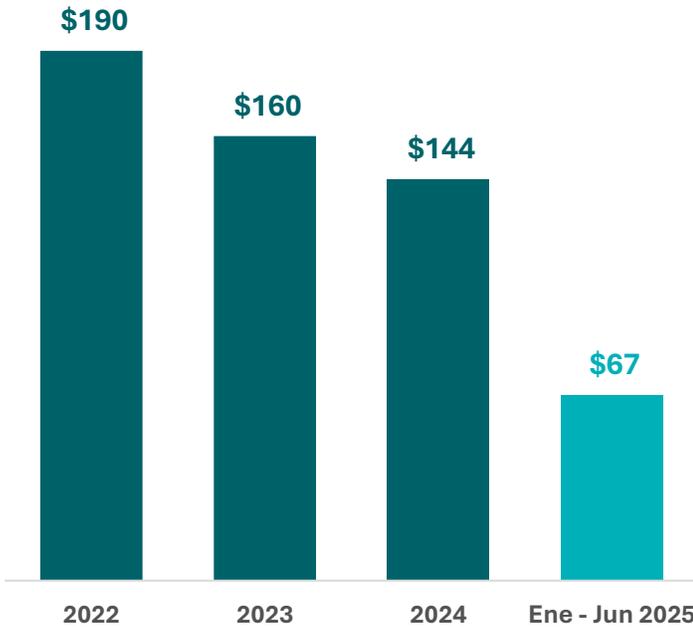
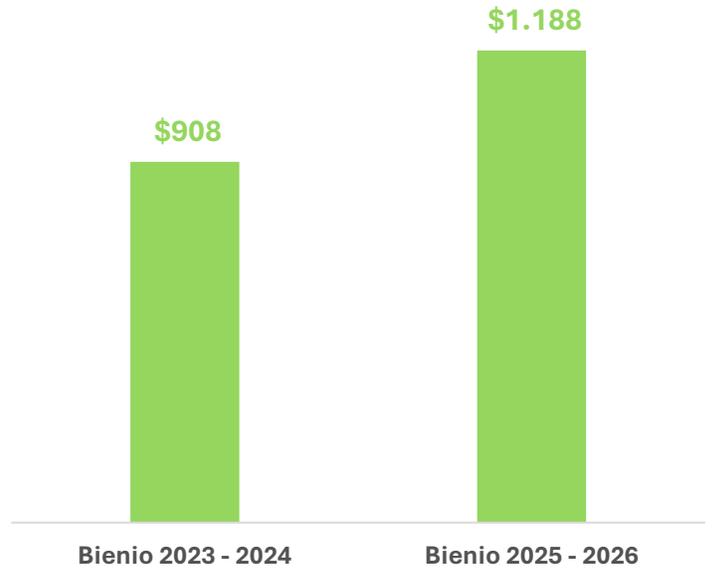
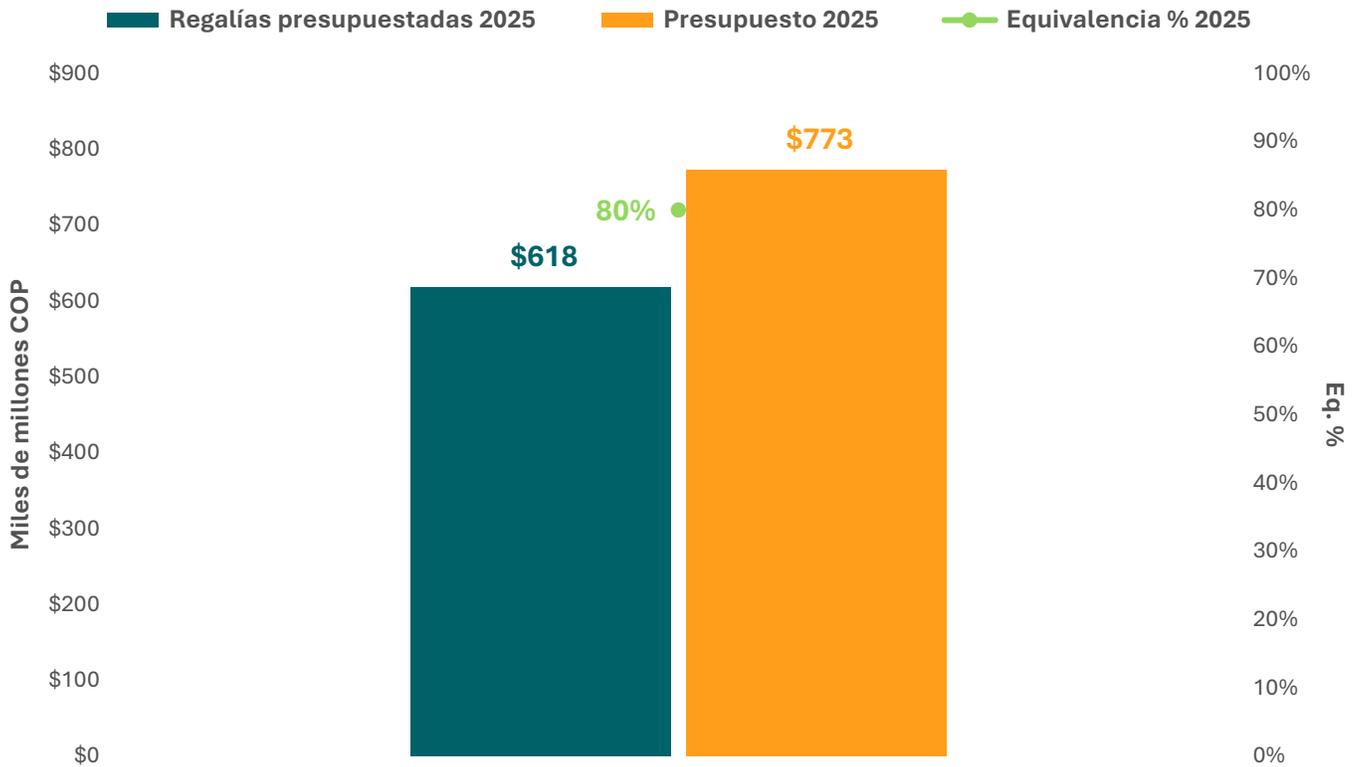
**Top 5 de campos productores de
Petróleo – (KBPD)**

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Istanbul	0,001	0,013	0,016	0,008


**Top 5 de campos productores de
Gas – (MPCD)**

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Chuchupa	108,3	87,1	81,3	62,1
Ballena	20,2	17,6	15,1	12,9
Istanbul	1,1	7,6	17,3	9,2



**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2025


Fuente: ANH, SICODIS, Gobernaciones, DANE, Terridata, CAMPETROL, UPME, CPC, cálculos CAMPETROL.


Datos economía regional

Habitantes:

1.144.286 (2024) – 1.131.202 (2023)

Medición de desempeño departamental:

80,1 (2023) – 78,2 (2022)

Producto Interno Bruto (corriente):

\$54,8 billones (2024) - \$53,8 billones (2023)

PIB Per Cápita:

\$47,6 millones (2023) – \$49,9 millones (2022)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:

47,9% (2024) – 47,6% (2023)

Cobertura acueducto:

57% (2024) – 79% (2023)

Cobertura energía eléctrica:

94,2% (2023)

Cobertura gas natural:

67% (2018)

Déficit cualitativo de vivienda:

19,1% (2021) – 23% (2005)

Déficit cuantitativo de vivienda:

10,5% (2021) – 14% (2005)

Pobreza monetaria:

26,4% (2023) – 28,9% (2022)

Pobreza multidimensional:

10,4% (2024) – 12,9% (2023)

Tasa de desempleo:

8,0% (Villavicencio Ene – Ago 25) - 9,5% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:

4,86 posición 16/33 (2023) – 4,60 posición 17/33 (2023)
Taladros de perforación activos

13

 Cierre I Sem 2025
Junio 2025
14

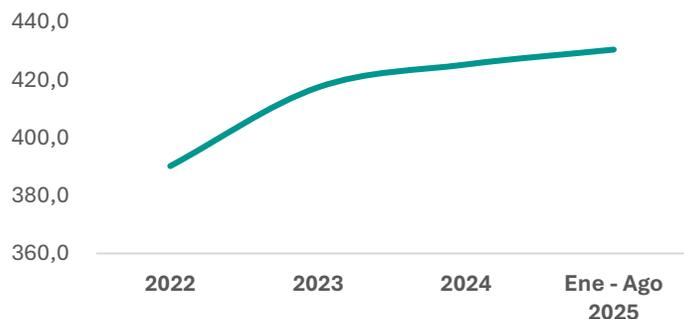
 Último dato disponible
Agosto 2025
Proyectos de generación de electricidad

10

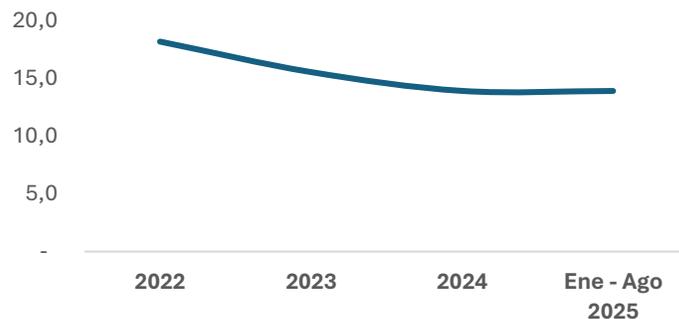
 Vigente a:
Junio 2024
 - Solar: 10

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
390,2	417,4	425,3	430,5


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
17,0	18,1	15,3	13,9

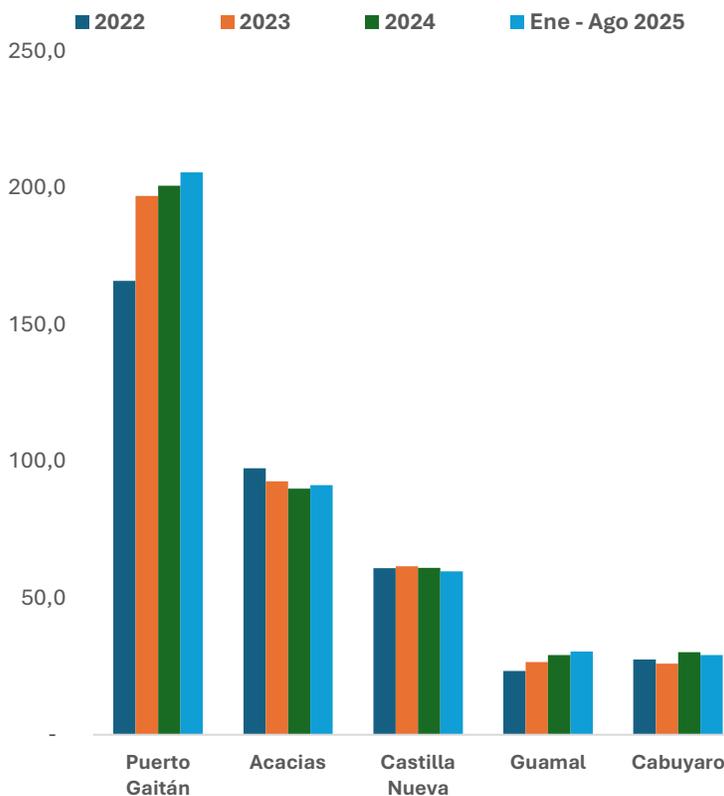


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Ecopetrol S.A.
2. Frontera Energy Colombia Corp.
3. ONGC Videsh Limited Sucursal Colombia
4. Tecpetrol Colombia S.A.S.
5. Hocol S.A.

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Puerto Gaitán	165,9	197,0	200,8	205,6
Acacias	97,4	92,6	89,9	91,3
Castilla Nueva	60,9	61,6	61,0	59,7
Guamal	23,4	26,6	29,1	30,4
Cabuyaro	27,5	26,0	30,2	29,2

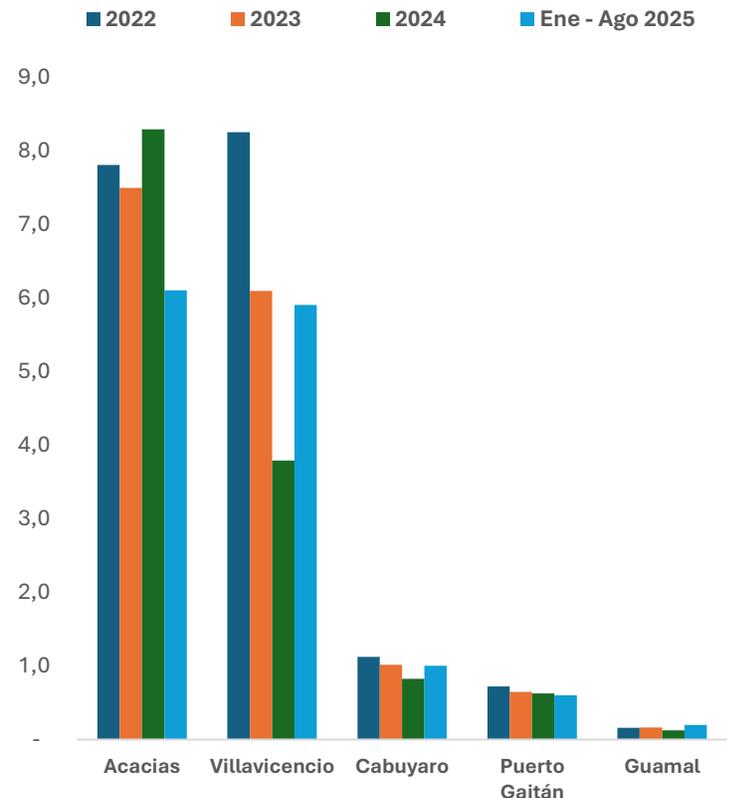


Top 5 compañías operadoras presentes Gas – (MPCD)

1. Ecopetrol S.A.
2. Frontera Energy Colombia Corp.
3. Hocol S.A.
4. Colombia Energy Development.
5. GeoPark Colombia S.A.S.

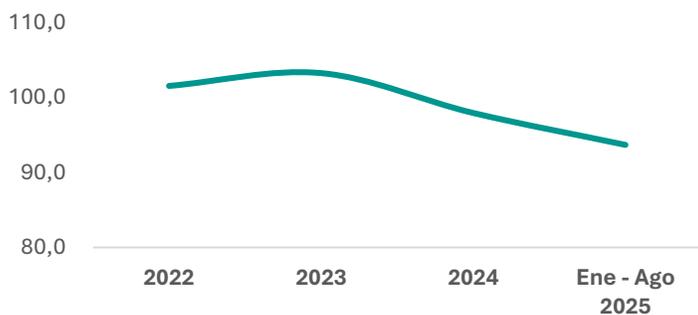
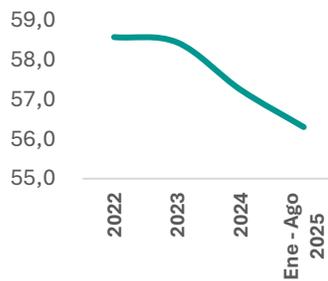
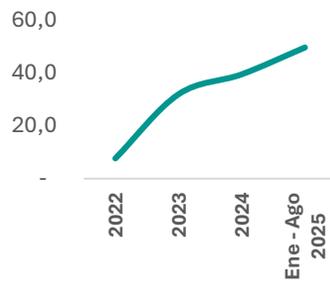
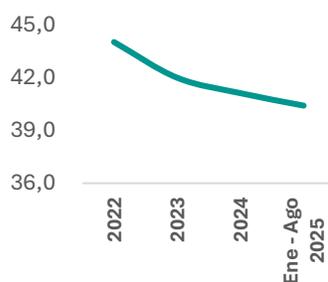
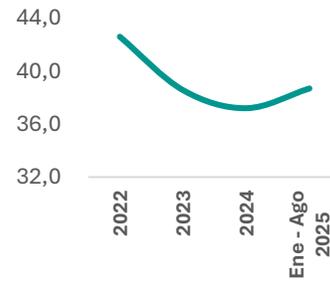
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Acacias	7,8	7,5	8,3	6,1
Villavicencio	8,2	6,1	3,8	5,9
Cabuyaro	1,1	1,0	0,8	1,0
Puerto Gaitán	0,7	0,6	0,6	0,6
Guamal	0,2	0,2	0,1	0,2

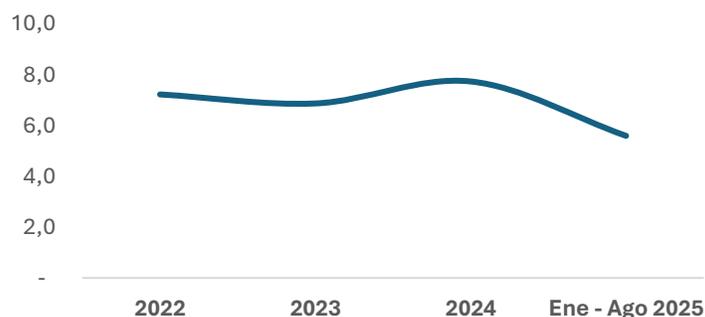
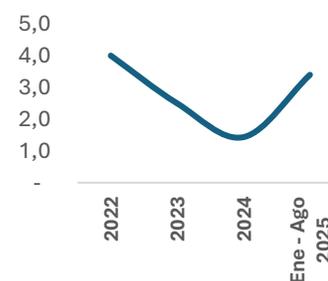


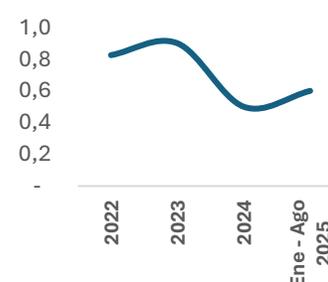
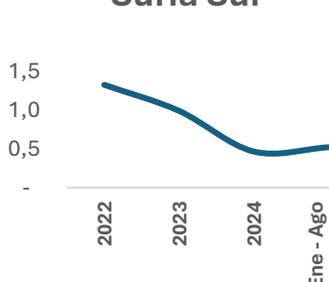
Top 5 de campos productores de Petróleo

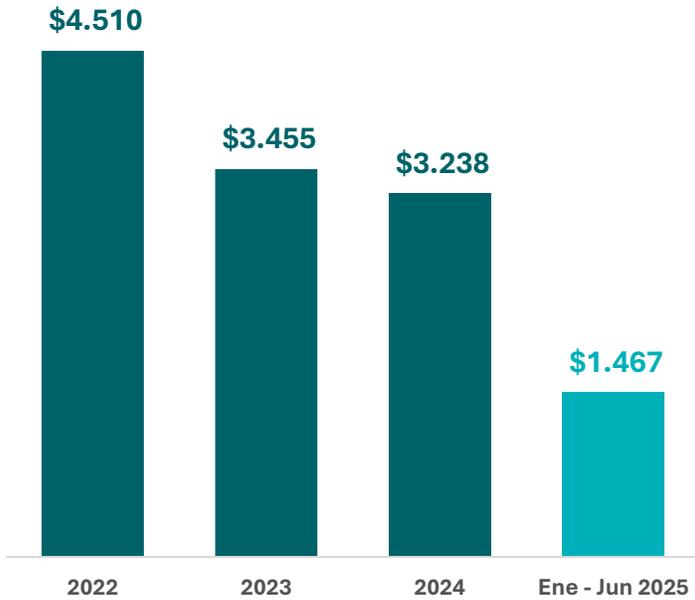
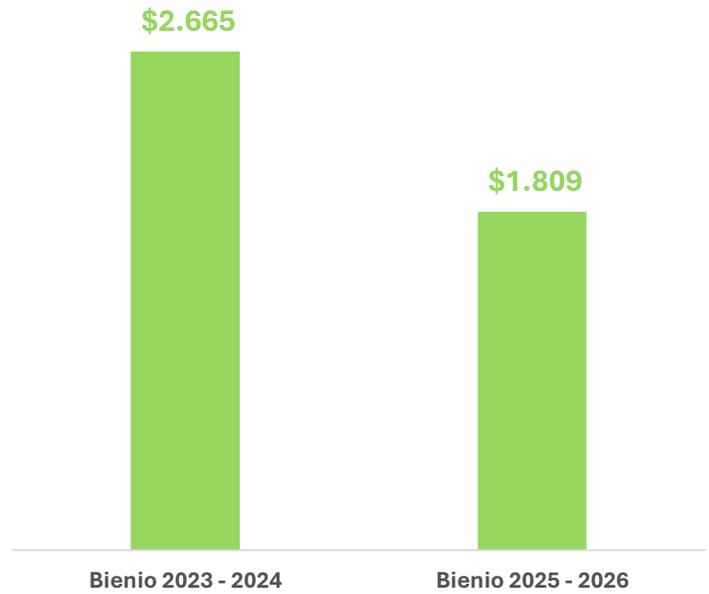
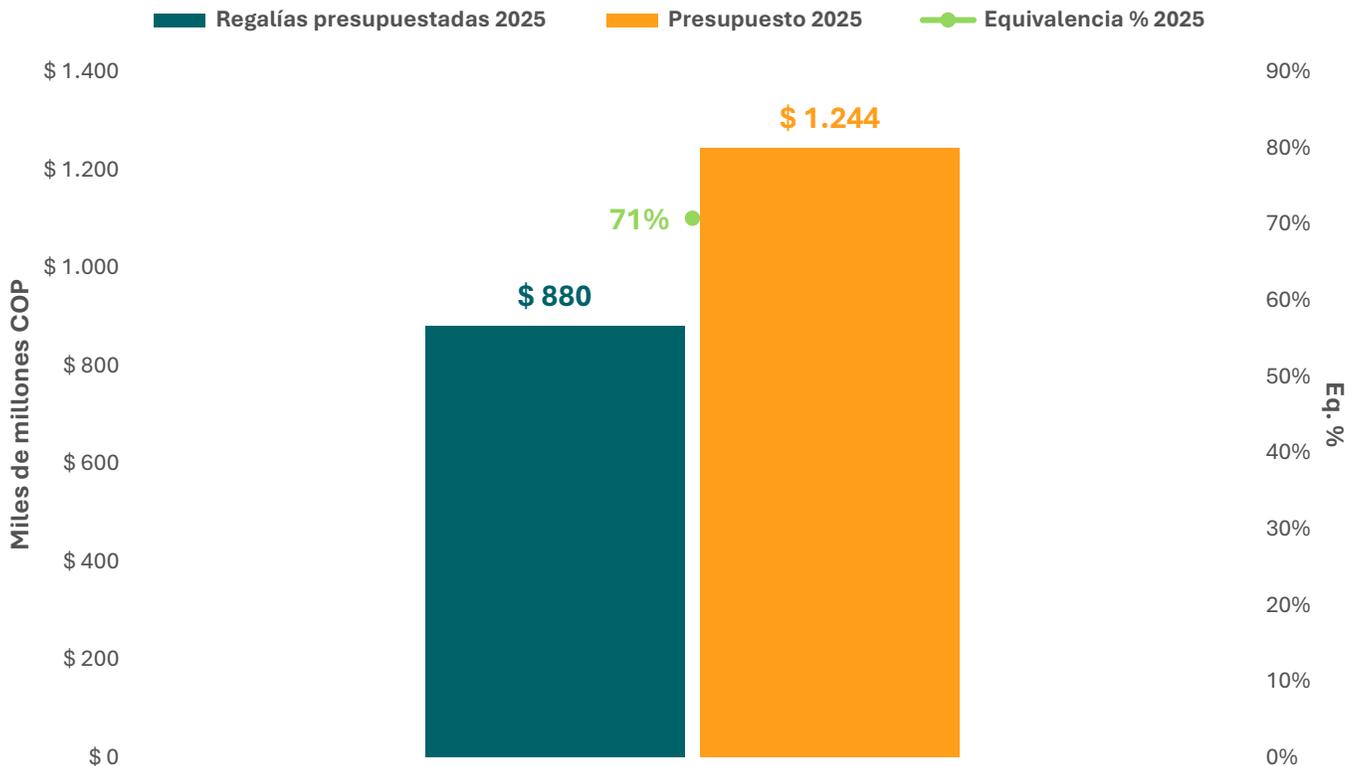
Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Rubiales	101,6	103,3	98,0	93,7
Castilla	58,6	58,4	57,2	56,3
Caño Sur Este	7,7	31,9	39,5	49,6
Castilla Norte	44,0	42,0	41,1	40,4
Chichimene	42,6	38,6	37,2	38,7

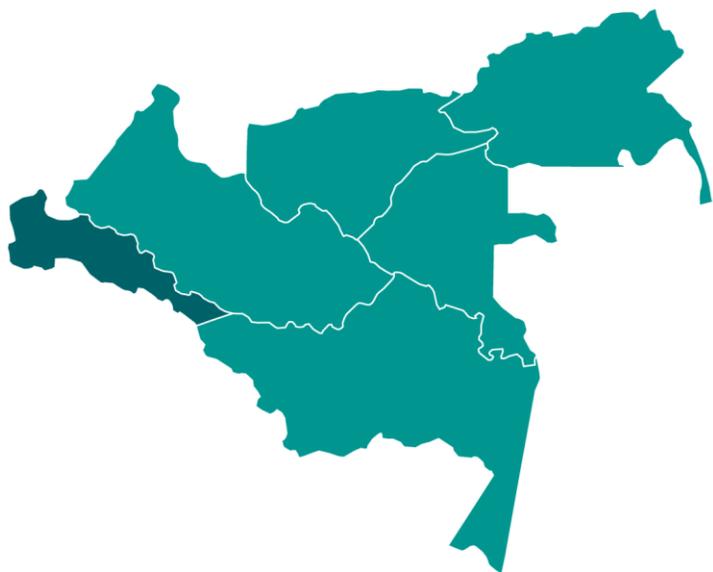
Rubiales

Castilla

Caño Sur Este

Castilla Norte

Chichimene

Top 5 de campos productores de Gas - (MPCD)

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Chichimene	7,2	6,9	7,7	5,6
Suria	4,0	2,5	1,4	3,4
Ceibo	0,7	0,6	0,5	0,6
Apiay	0,8	0,9	0,5	0,6
Suria Sur	1,3	1,0	0,5	0,5

Chichimene

Suria

Ceibo

Apiay

Suria Sur


**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2025

 Fuente: [ANH](#), [SICODIS](#), [Gobernaciones](#), [DANE](#), [Terridata](#), [CAMPETROL](#), [UPME](#), [CPC](#), cálculos CAMPETROL.


Datos economía regional

Habitantes:
385.400 (2024) – 379.921 (2023)

Medición de desempeño departamental:
58,8 (2023) – 58,2 (2022)

Producto Interno Bruto (corriente):
\$6,1 billones (2023) - \$5,8 billones (2023)

PIB Per Cápita:
\$15,8 millones (2024) - \$15,3 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:
29% (2024) – 24% (2023)

Cobertura acueducto:
40,3% (2024) – 39,8% (2023)

Cobertura energía eléctrica:
77,1% (2023)

Cobertura gas natural:
15% (2018)

Déficit cualitativo de vivienda:
30,8% (2021) – 63,0% (2005)

Déficit cuantitativo de vivienda:
39,8% (2021) – 4% (2005)

Pobreza monetaria:
N.A

Pobreza multidimensional:
11,8% (2024) – 13,2% (2023)

Tasa de desempleo:
N.A

Índice Departamental de Competitividad:
3,60 posición 29/33 (2024) – 3,32 posición 28/33 (2023)

Taladros de perforación activos

1

 Cierre I Sem 2025
Junio 2025
2

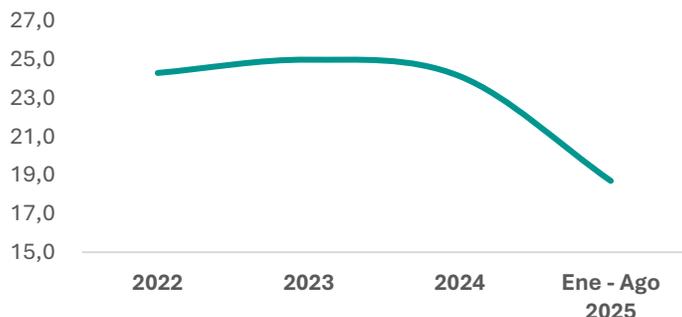
 Último dato disponible
Agosto 2025
Proyectos de generación de electricidad

1

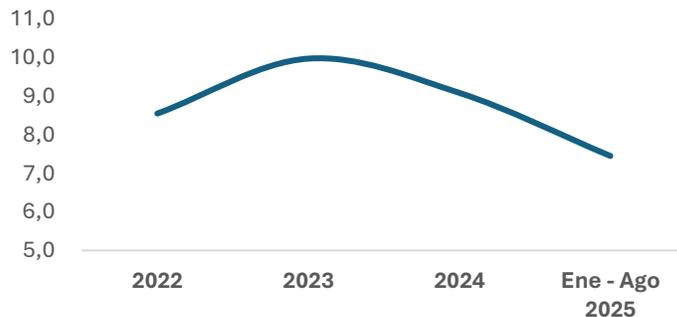
 Vigente a:
Junio 2024
 - Solar: 1

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
24,3	25,0	24,1	18,7


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
8,5	10,0	9,7	7,5

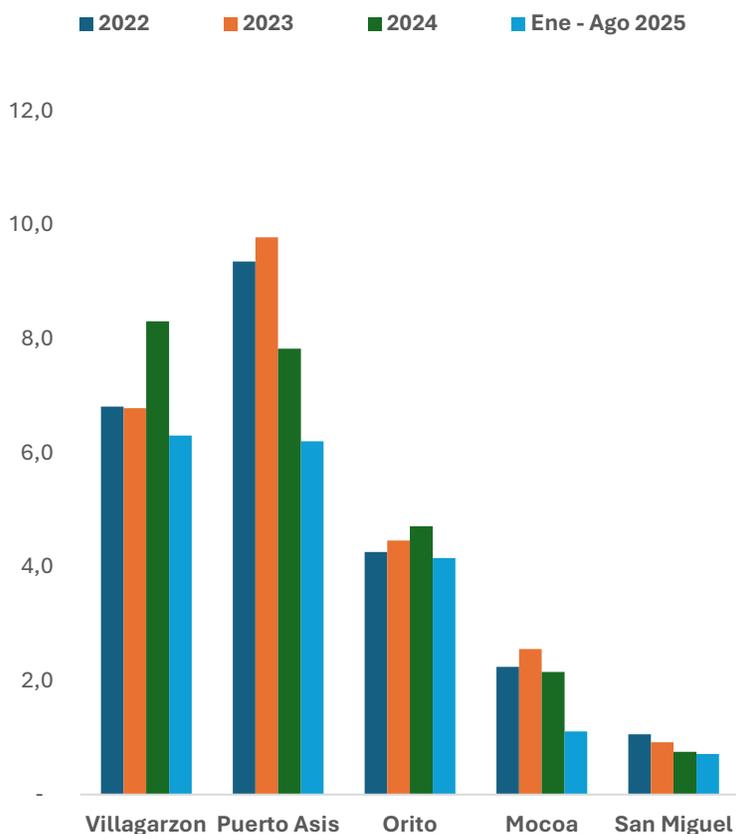


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Gran Tierra Energy Colombia .
2. Ecopetrol S.A.
3. Emerald Energy Plc
4. Amerisur Exploracion Colombia limitada

Top 5 de municipios productores de Petróleo - (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Villa Garzón	6,8	6,8	7,8	6,3
Puerto Asís	9,4	9,8	8,3	6,2
Orito	4,3	4,5	4,7	4,2
Mocoa	2,2	2,6	2,2	1,1
San Miguel	1,1	0,9	0,8	0,7

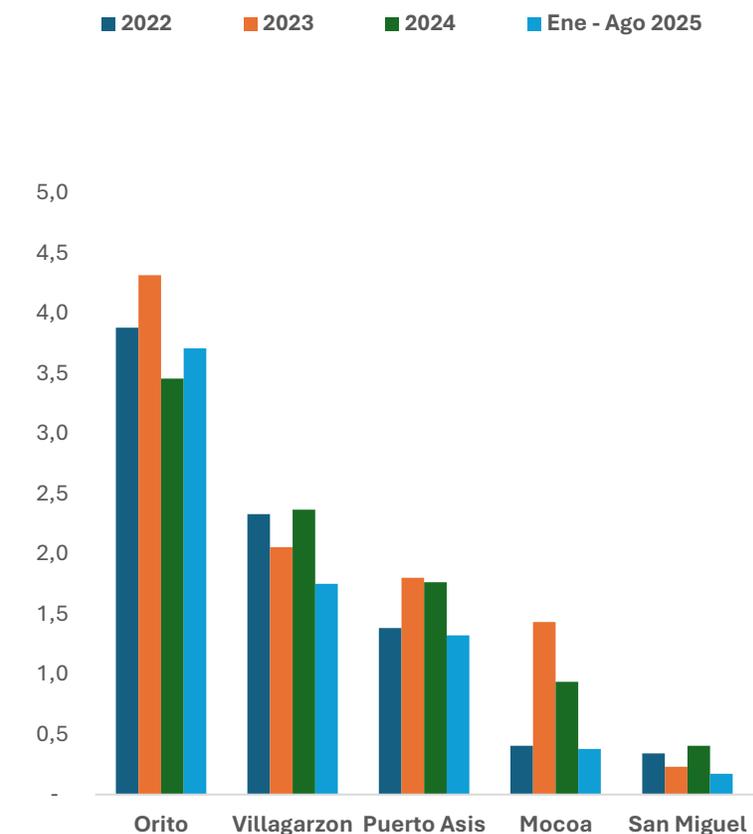


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Gran Tierra Energy Colombia .
2. Ecopetrol S.A.
3. Amerisur Exploracion Colombia limitada
4. Emerald Energy Plc
5. Gran Tierra Operations Colombia

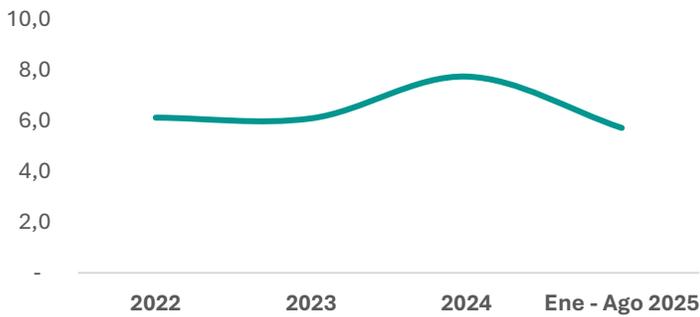
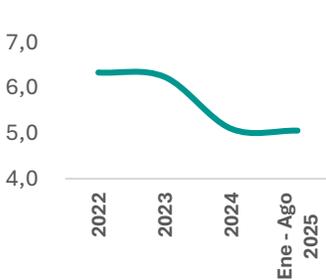
Top 5 de municipios productores de Gas - (MPCD)

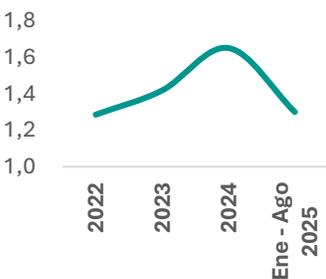
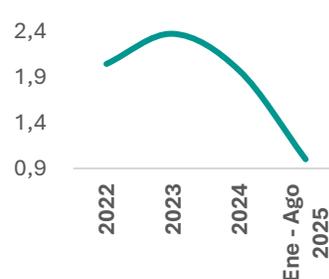
Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Orito	3,9	4,3	3,5	3,7
Villa Garzón	2,3	2,1	2,4	1,7
Puerto Asís	1,4	1,8	1,8	1,3
Mocoa	0,4	1,4	0,9	0,4
San Miguel	0,3	0,2	0,4	0,2



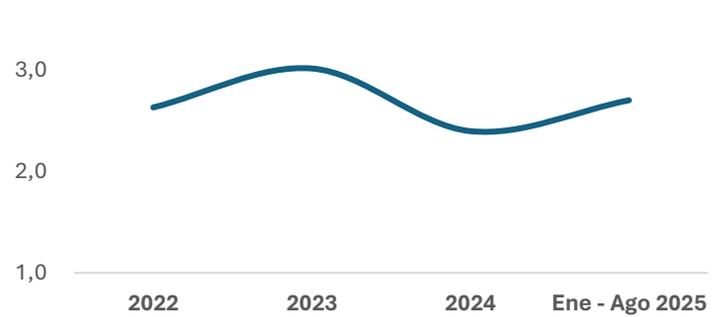
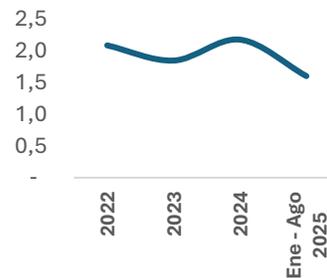
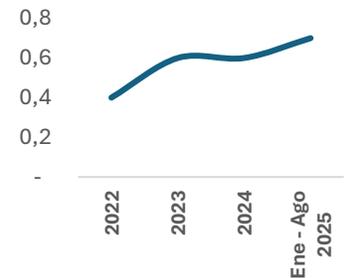
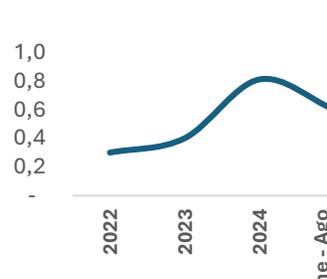
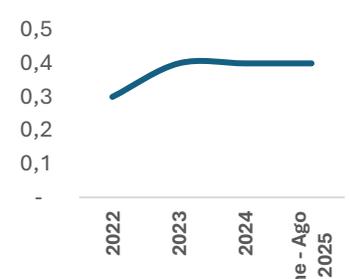
**Top 5 de campos productores de
Petróleo - (KBPD)**

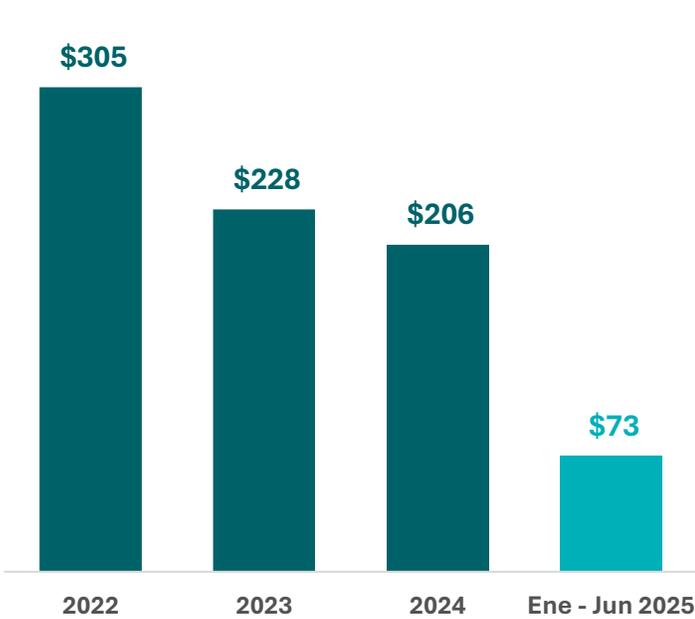
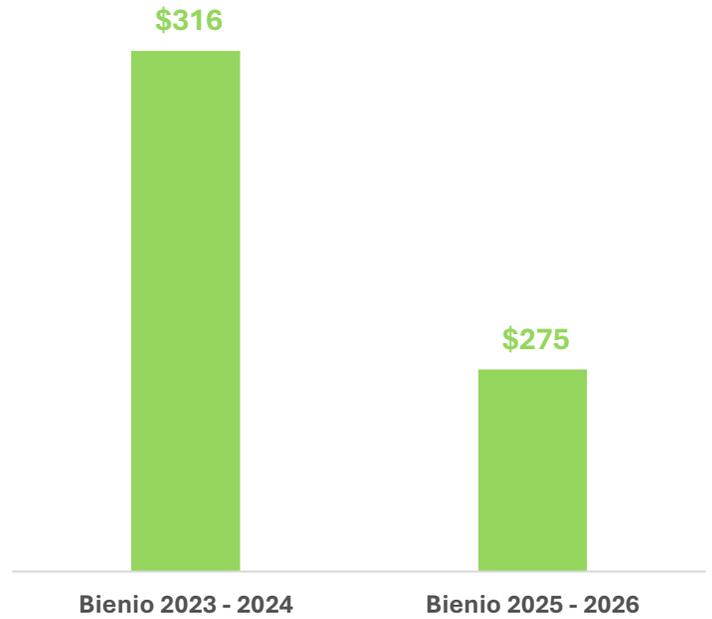
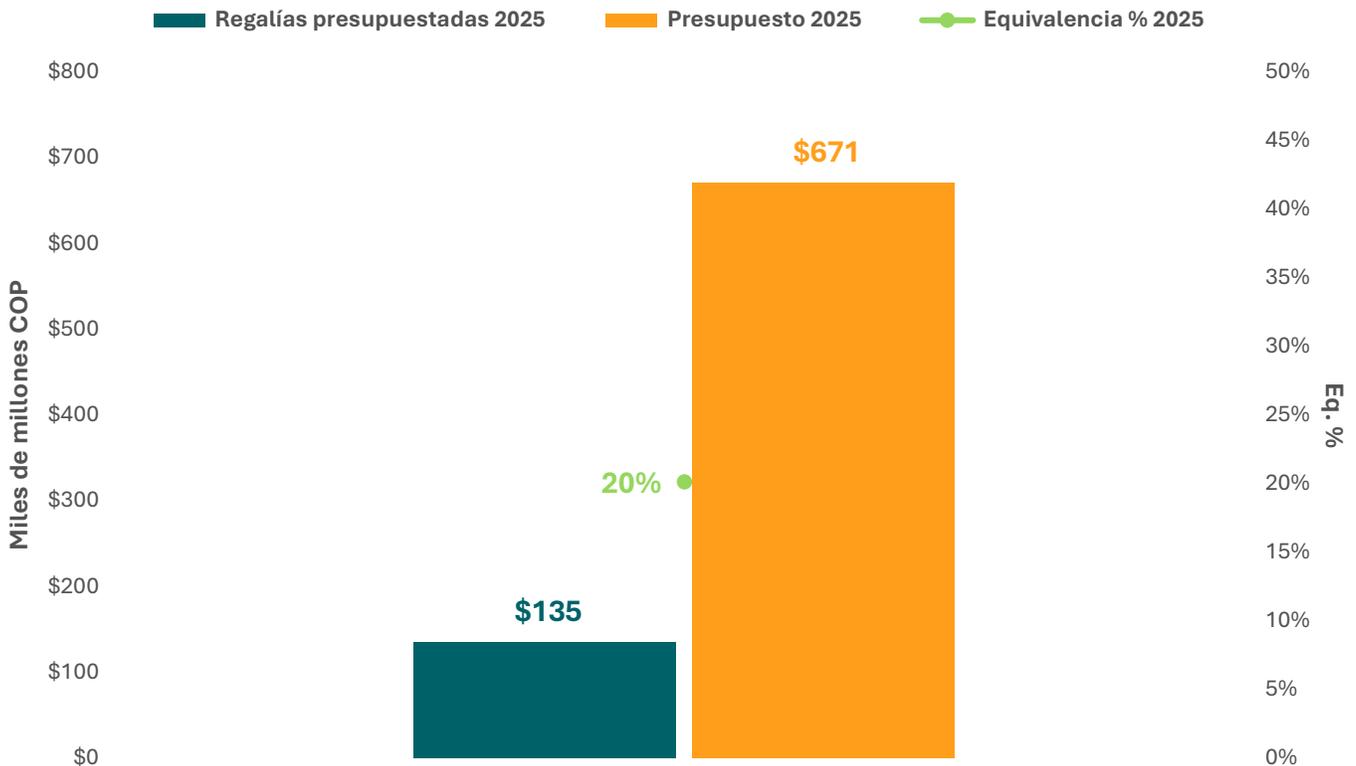
Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Costayaco	6,1	6,1	7,7	5,7
Cohembi	6,3	6,2	5,1	5,1
Orito	2,0	2,0	1,7	1,6
Caribe	1,3	1,4	1,7	1,3
Moqueta	2,0	2,4	2,0	1,0

Costayaco

Cohembi

Orito

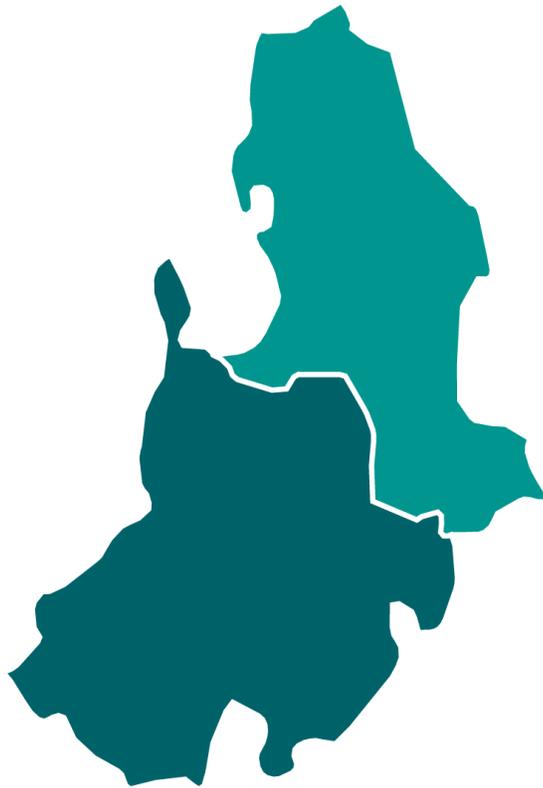
Caribe

Moqueta

**Top 5 de campos productores de
Gas - (MPCD)**

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Orito	1,9	2,6	2,4	2,7
Costayaco	1,3	2,1	2,2	1,6
Cohembi	0,4	0,6	0,6	0,7
Quillacinga	0,3	0,4	0,8	0,6
Caribe	0,3	0,4	0,4	0,4

Orito

Costayaco

Cohembi

Quillacinga

Caribe


**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2025


Fuente: ANH, SICODIS, Gobernaciones, DANE, Terridata, CAMPETROL, UPME, CPC, cálculos CAMPETROL.


Datos economía regional

Habitantes:
2.380.650 (2024) – 2.360.567 (2023)

Medición de desempeño departamental:
81,3 (2023) – 80,9 (2022)

Producto Interno Bruto (corriente):
\$109,5 billones (2024) - \$101,4 billones (2023)

PIB Per Cápita:
\$46,0 millones (2024) - \$43,0 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:
2,7% (2024) – 3,3% (2023)

Cobertura acueducto:
54,2% (2024) – 52,8% (2023)

Cobertura energía eléctrica:
100% (2021)

Cobertura gas natural:
69% (2018)

Déficit cualitativo de vivienda:
20,7% (2021) – 20,6% (2005)

Déficit cuantitativo de vivienda:
6,1% (2021) – 12% (2005)

Pobreza monetaria:
29,6% (2023) – 37,3% (2022)

Pobreza multidimensional:
6,8% (2024) – 9,8% (2023)

Tasa de desempleo:
8,4% (Bucaramanga Ene – Ago 25) - 8,8% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:
6,10 posición 6/33 (2024) – 5,99 posición 6/33 (2023)

Taladros de perforación activos


1
2

Cierre I Sem 2025
Junio 2025

Último dato disponible
Agosto 2025

Proyectos de generación de electricidad

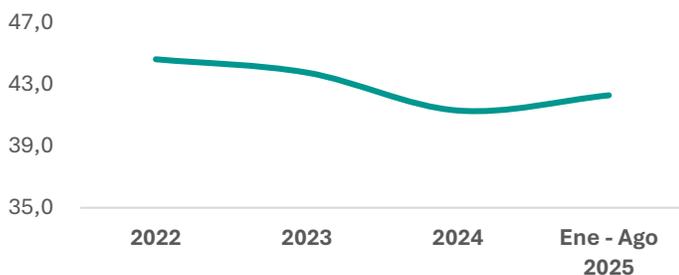

21

Vigente a:
Enero 2025

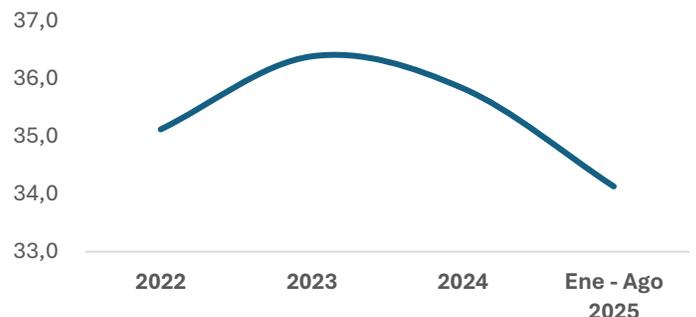
- **Solar: 13**
- **Hidráulico: 8**

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
44,6	43,8	40,6	42,3


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
35,1	36,4	35,8	34,1

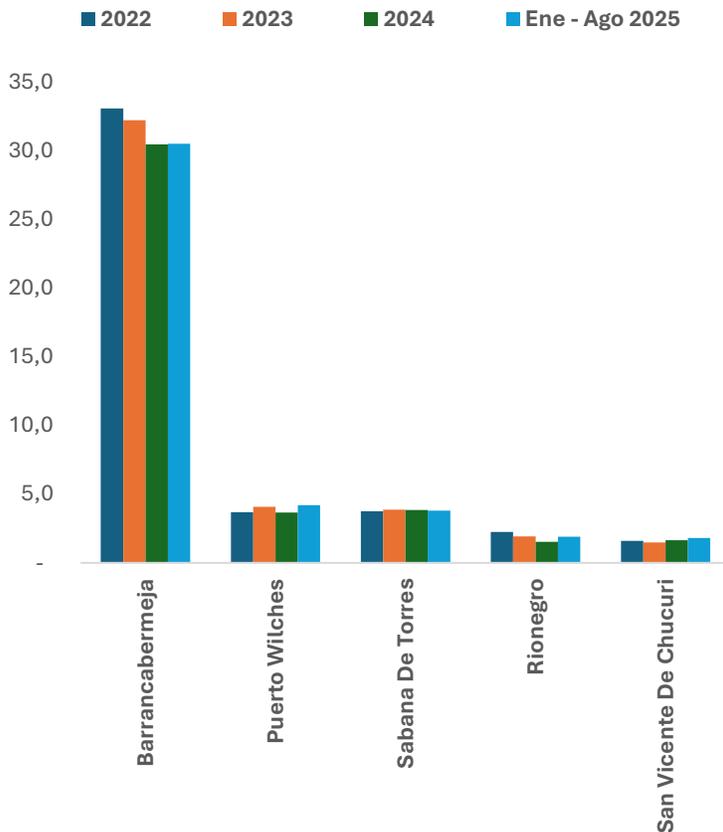


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Ecopetrol S.A.
2. Petrosantander (Colombia) Inc.
3. Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal
4. Gran Tierra Energy Colombia
5. Saint Aubin International S.A.S.

Top 5 de municipios productores de Petróleo - (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Barrancabermeja	33,1	32,2	30,0	30,5
Puerto Wilches	3,7	4,1	3,4	4,2
Sabana De Torres	3,8	3,9	4,0	3,8
Rionegro	2,3	1,9	1,5	1,9
San Vicente De Chucuri	1,6	1,5	1,6	1,8

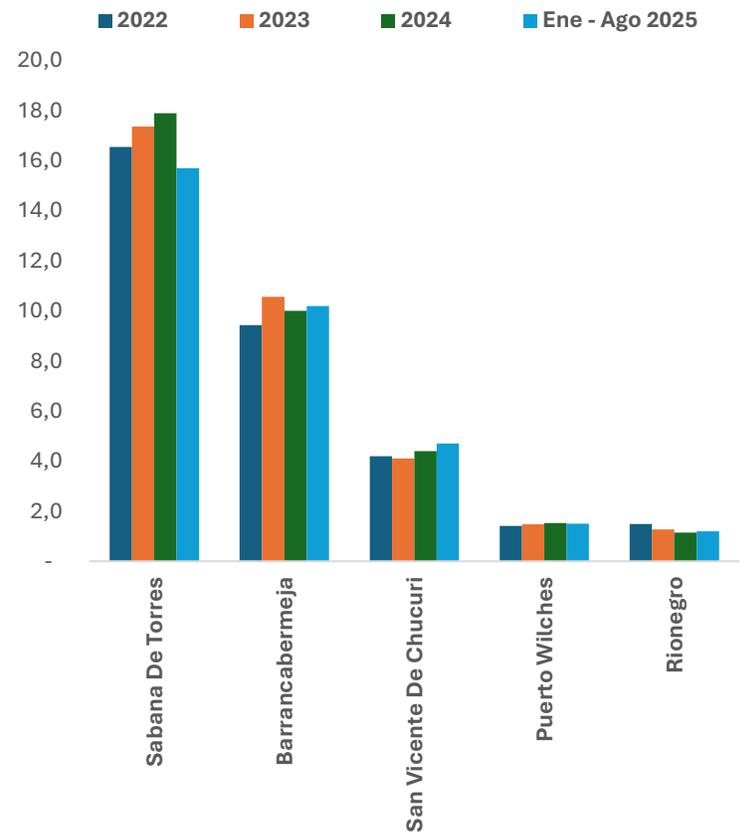


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Ecopetrol S.A.
2. Petrosantander (Colombia) Inc.
3. Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal
4. Saint Aubin International S.A.S.
5. Gran Tierra Energy Colombia

Top 5 de municipios productores de Gas - (MPCD)

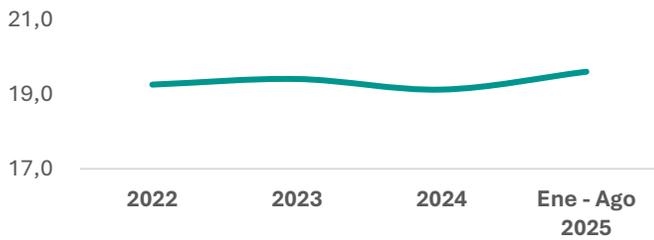
Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Sabana De Torres	16,6	17,4	17,9	15,7
Barrancabermeja	9,4	10,6	10,0	10,2
San Vicente De Chucuri	4,2	4,1	4,4	4,7
Puerto Wilches	1,4	1,5	1,5	1,5
Rionegro	1,5	1,3	1,1	1,2



Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
La Cira	19,3	19,4	19,1	19,6
Infantas	8,0	7,4	6,5	6,0
Llanito Unificado	5,8	5,4	4,9	4,9
Yariguí-Cantagallo	2,9	2,9	2,6	3,0
Provincia	1,7	1,7	1,8	1,8

La Cira



Infantas



Llanito Unificado



Yariguí-Cantagallo



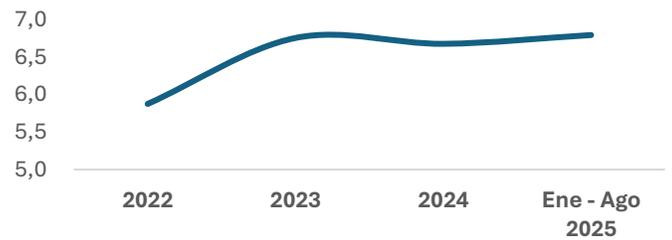
Provincia



Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
La Cira	5,9	6,8	6,7	6,8
Provincia	7,1	7,1	7,7	6,7
Payoa	5,9	6,8	6,7	6,5
Nutria	2,0	1,3	2,1	2,1
Llanito Unificado	2,0	1,9	1,6	1,5

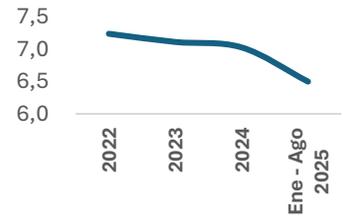
La Cira



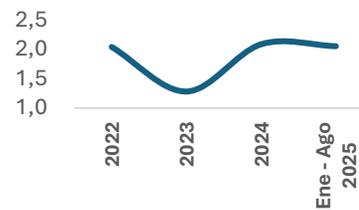
Provincia



Payoa



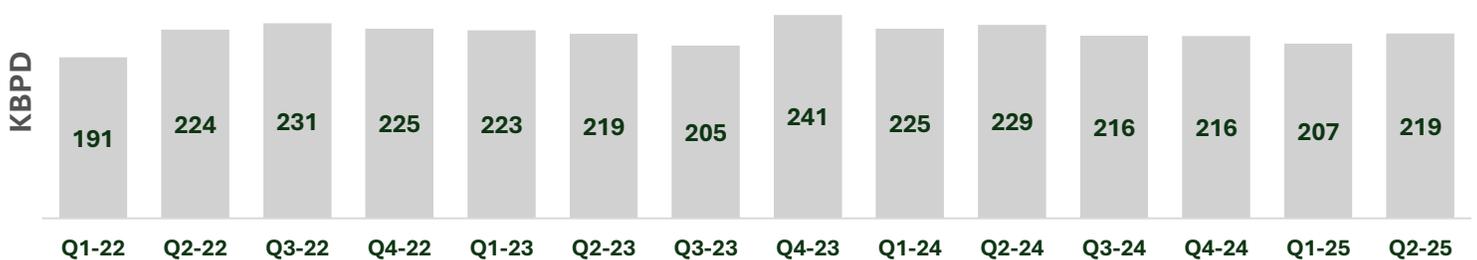
Nutria

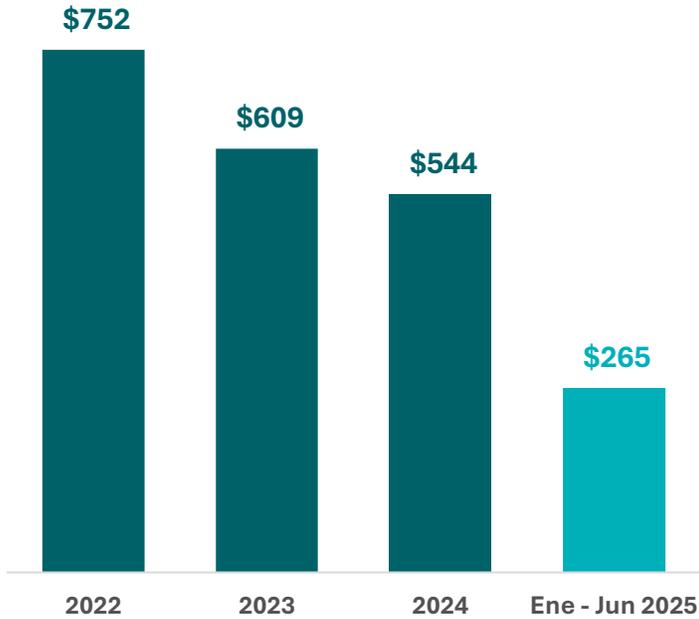


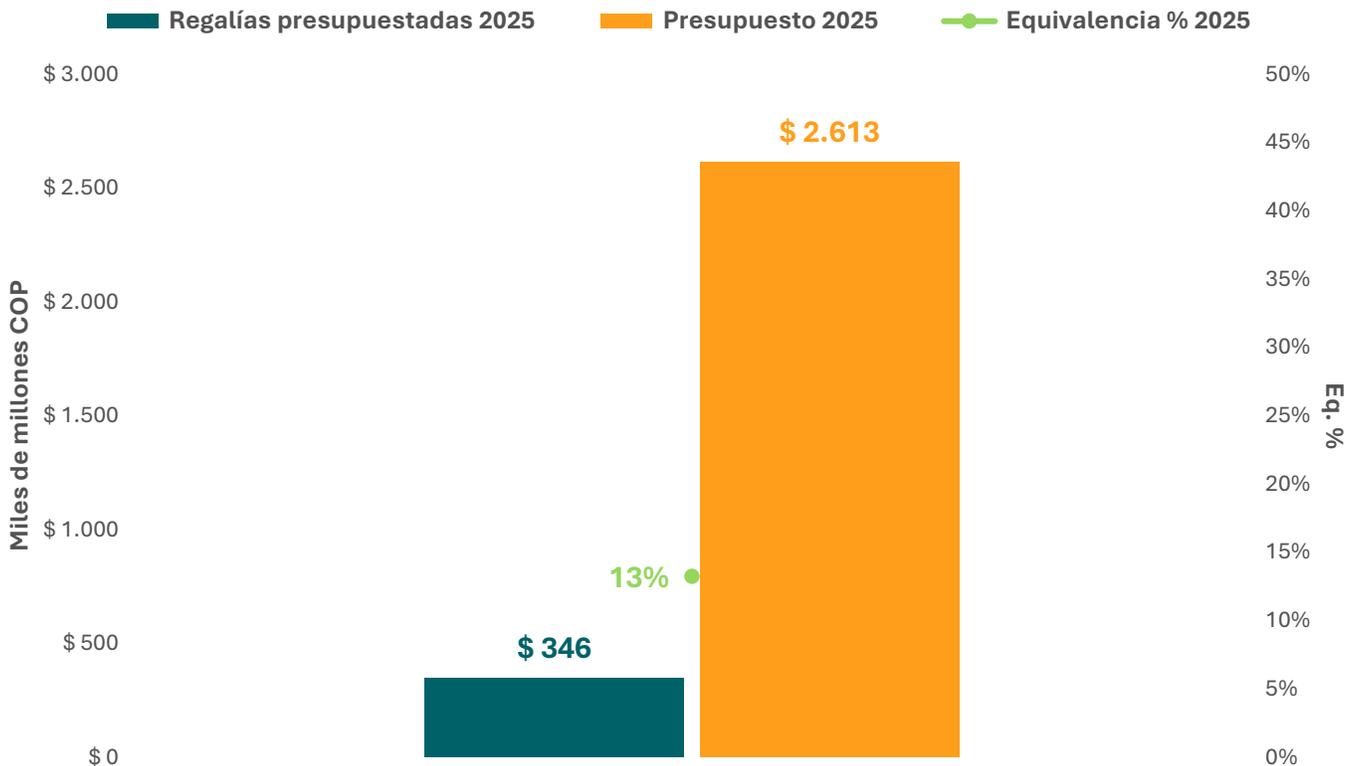
Llanito Unificado



Refinería de Barrancabermeja – Q2 2025 (KBPD)



**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2025


Fuente: ANH, SICODIS, Gobernaciones, DANE, Terridata, CAMPETROL, UPME, CPC, cálculos CAMPETROL.

Datos economía regional

Habitantes:

1.019.575 (2024) – 1.004.176 (2023)

Medición de desempeño departamental:

68,9 (2023) – 63,2 (2022)

Producto Interno Bruto (corriente):

\$13,8 billones (2024) - \$12,7 billones (2023)

PIB Per Cápita:

\$13,8 millones (2024) - \$12,7 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:

0,7% (2024) – 0,6% (2023)

Cobertura acueducto:

74,6% (2024) – 79,4% (2023)

Cobertura energía eléctrica:

83,6% (2023)

Cobertura gas natural:

58% (2018)

Déficit cualitativo de vivienda:

55,4% (2021) – 44,8% (2005)

Déficit cuantitativo de vivienda:

11,4% (2021) – 20,0% (2005)

Pobreza monetaria:

54,5% (2023) – 60,4% (2022)

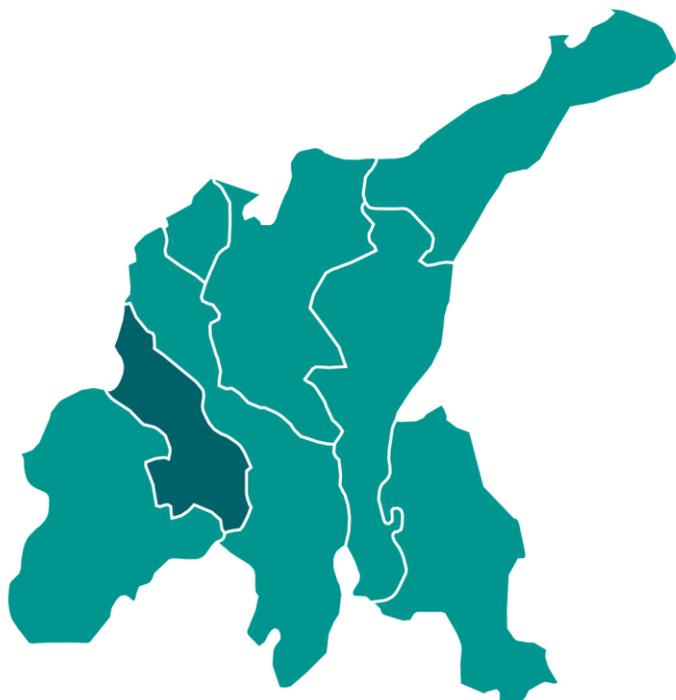
Pobreza multidimensional:

21,8% (2024) – 23,1% (2023)

Tasa de desempleo:

12,8% (Sincelejo Ene – Ago 25) - 12,4% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:

4,26 posición 24/33 (2023) – 4,00 posición 23/33 (2022)

Taladros de perforación activos

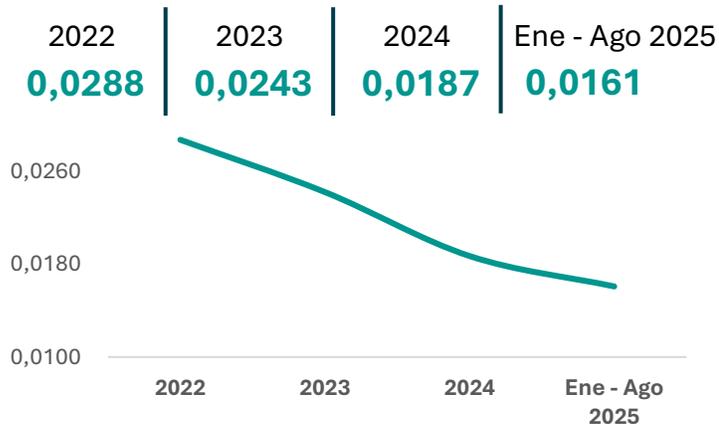
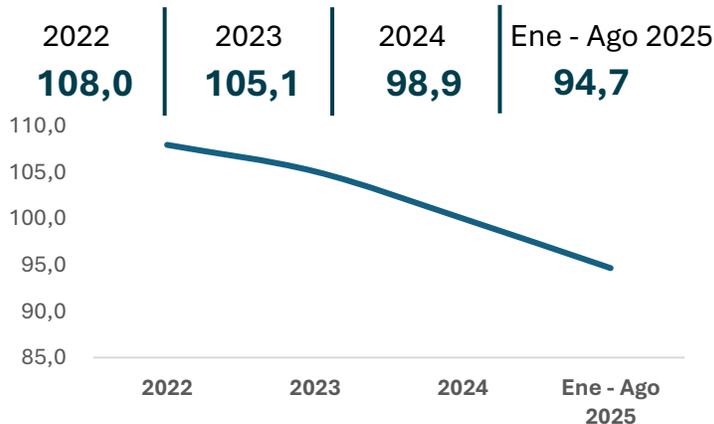
2
0

 Cierre I Sem 2025
Junio 2025

 Último dato disponible
Agosto 2025
Proyectos de generación de electricidad

12

 Vigente a:
Enero 2025
- Solar: 12

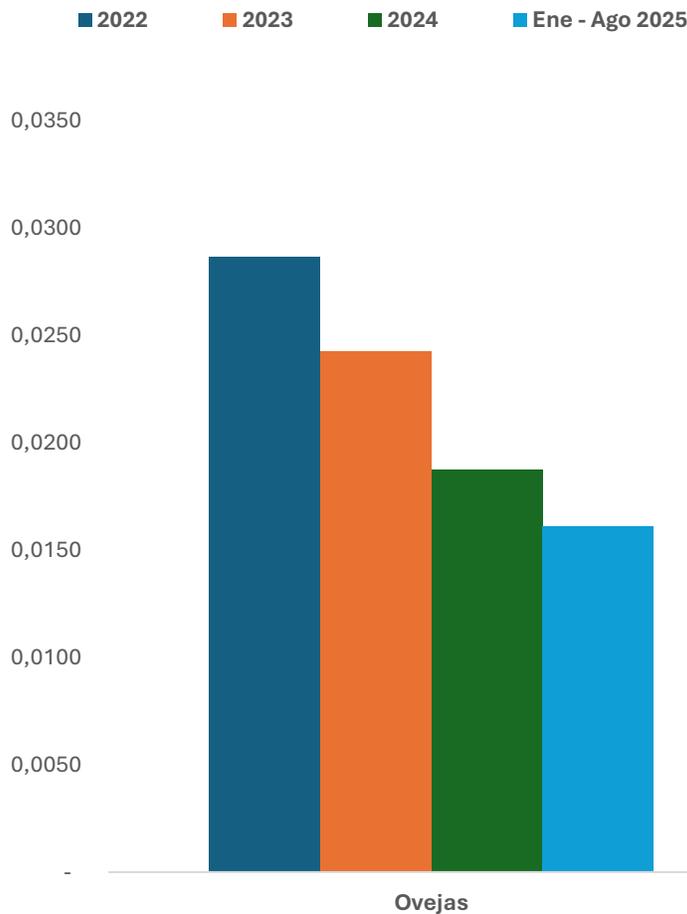
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

Producción fiscalizada de gas (MCPD)


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Hocol S.A.

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene – Ago 2025
Ovejas	0,0287	0,0243	0,0193	0,0161

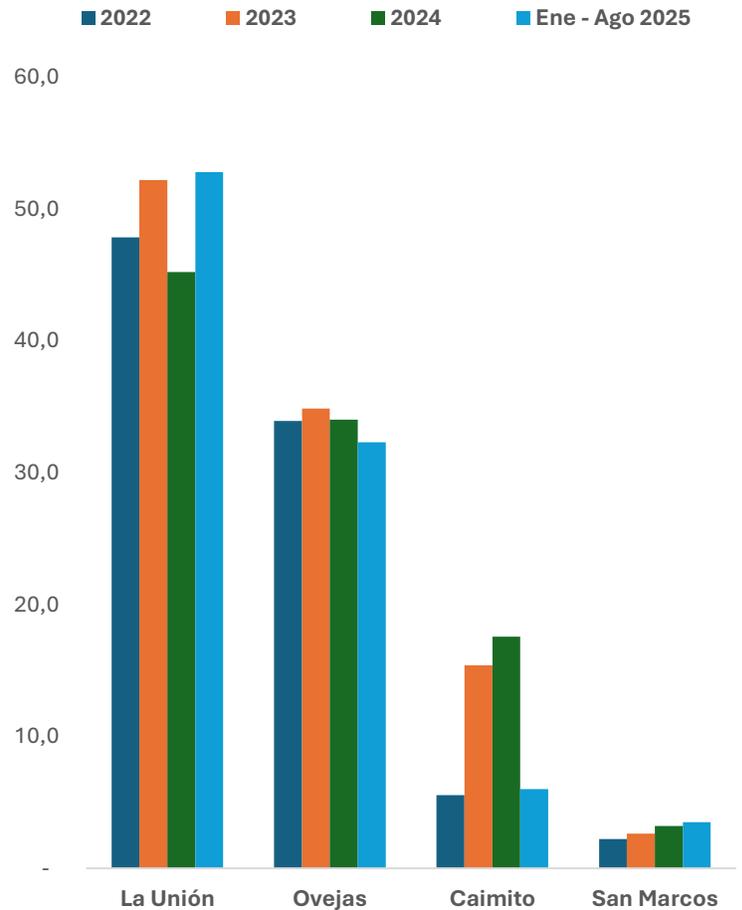


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. CNE Oil & Gas S.A.S.
2. Hocol S.A.
3. Canacol Energy Colombia S.A.S.

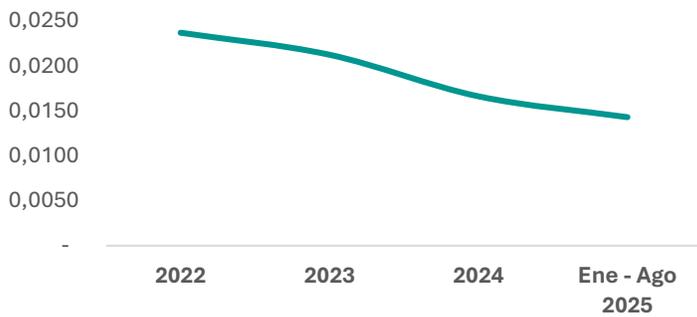
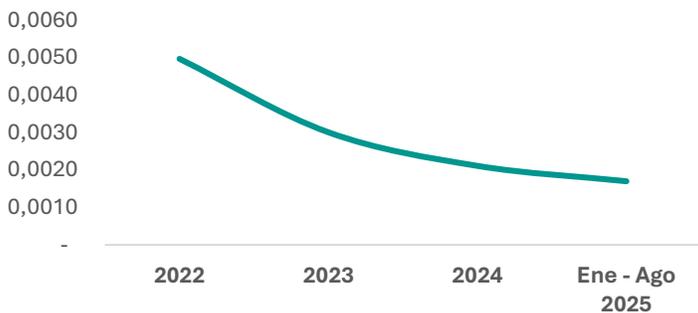
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
La Unión	47,8	52,2	45,2	52,8
Ovejas	33,9	34,9	34,0	32,3
Caimito	5,6	15,4	17,6	6,0
San Marcos	2,2	2,6	3,2	3,5

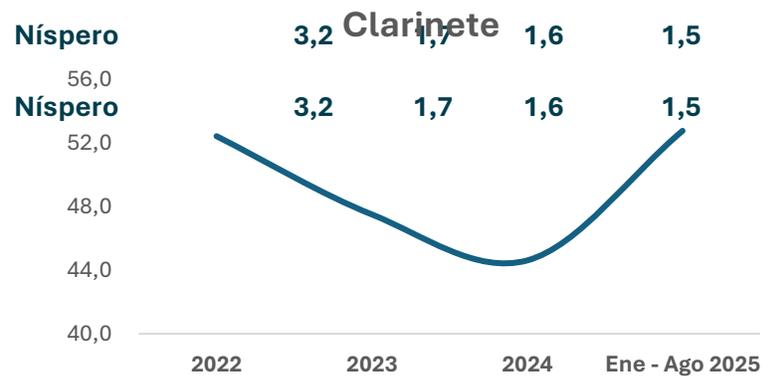
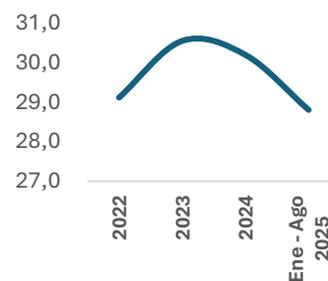
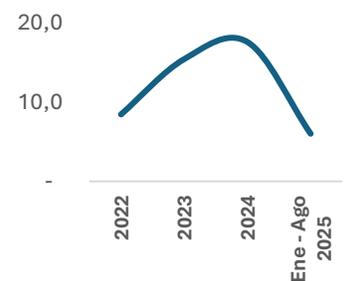
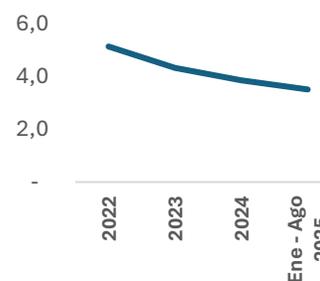
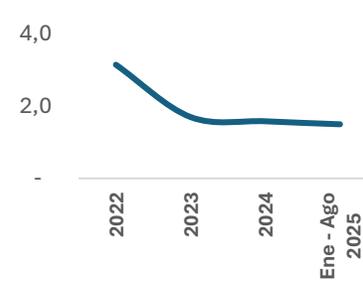


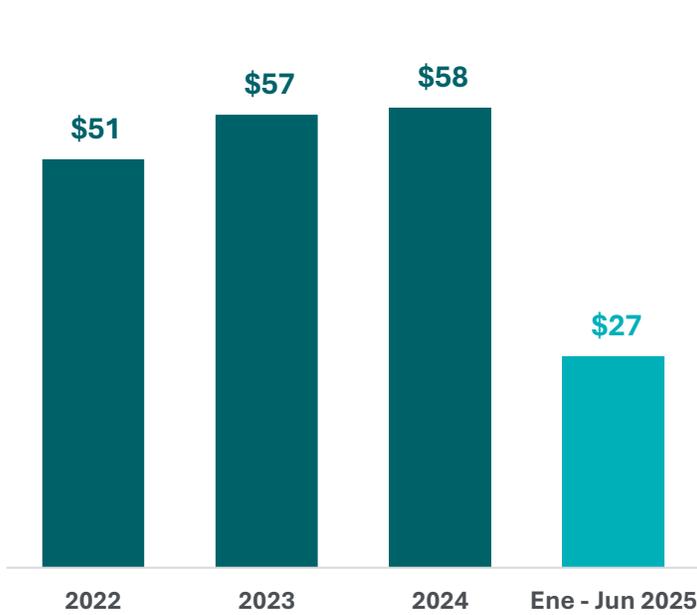
**Top 5 de campos productores de
Petróleo – (KBPD)**

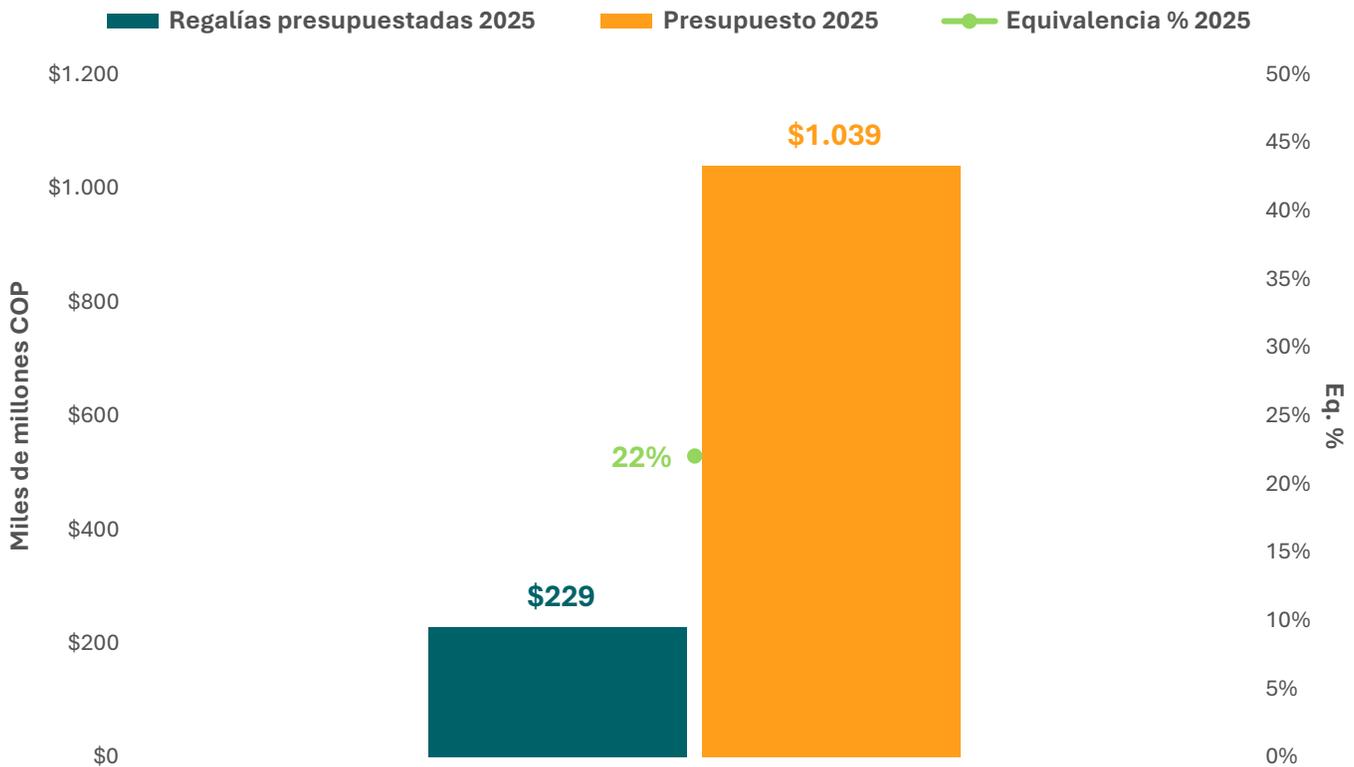
Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Mamey	0,0237	0,0212	0,0172	0,0143
Bonga	0,0050	0,0030	0,0021	0,0017

Mamey

Bonga

**Top 5 de campos productores de
Gas – (MPCD)**

Campos	2022	2023	2024	Ene - Ago 2025
Clarinete	52,5	47,5	44,6	52,8
Mamey	29,1	30,5	30,2	28,8
Pandereta	8,4	15,4	17,6	6,0
Bonga	5,1	4,3	3,8	3,5
Níspero	3,2	1,7	1,6	1,5


Mamey

Pandereta

Bonga

Níspero


**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2025


Fuente: ANH, SICODIS, Gobernaciones, DANE, Terridata, CAMPETROL, UPME, CPC, cálculos CAMPETROL.

SPOTLIGHT



Somos la **ENERGÍA** de **COLOMBIA**
CAMPETROL

CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de
Petróleo Gas y Energía



Nuestros **AFILIADOS**
son los **protagonistas**

Vea el video ahora
escaneando el código QR



o haciendo

CLIC AQUÍ

SPOTLIGHT



Somos la **ENERGÍA** de **COLOMBIA**
CAMPETROL

MAGNEX

MAGNEX

CAMPETROL



Nuestros **AFILIADOS**
son los **protagonistas**

Vea el video ahora
escaneando el código QR



o haciendo

CLIC AQUÍ



Fuente: Independence

campetrol.org

Capítulo 7

Encuesta trimestral

I y II Trimestre - 2025

Resultados de la encuesta trimestral I y II Trimestre - 2025

La encuesta trimestral sobre las perspectivas económicas de las empresas de Bienes y Servicios (B&S) afiliadas a Campetrol, ofrece un panorama detallado de las opiniones y expectativas a corto plazo que estas empresas tienen sobre el estado de su economía en general y del sector petrolero del país en particular.

Este informe presenta los resultados del primer y segundo trimestre del año 2025, brindando información valiosa para comprender la perspectiva de las empresas del sector B&S sobre la situación económica actual y sus expectativas. La encuesta es una muestra representativa del segmento de B&S de petróleo, gas y energía.

A partir de los resultados de la encuesta, se podrá realizar un análisis profundo de las opiniones y expectativas de las empresas, identificando tendencias, patrones y posibles desafíos que podrían afectar el desempeño del sector B&S petrolero en el corto plazo.

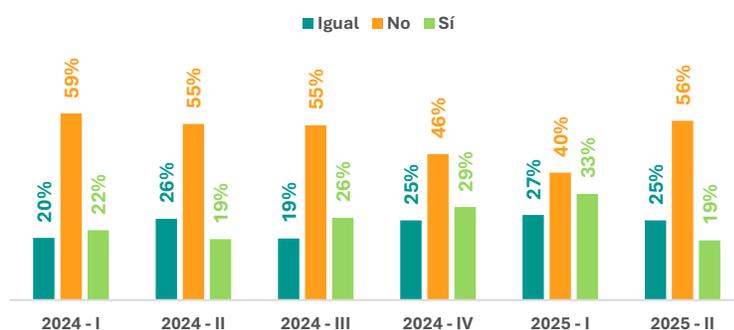
Resultados trimestrales:

Los resultados del segundo trimestre de 2025 demuestran que las perspectivas económicas de las empresas de B&S del sector O&G&E se han mantenido en un terreno donde no se evidencia mejoría. En efecto, el porcentaje de empresas que no se encontró mejor respecto al mismo trimestre del año anterior (56%) fue superior al porcentaje registrado durante el segundo trimestre del 2024 (55%).

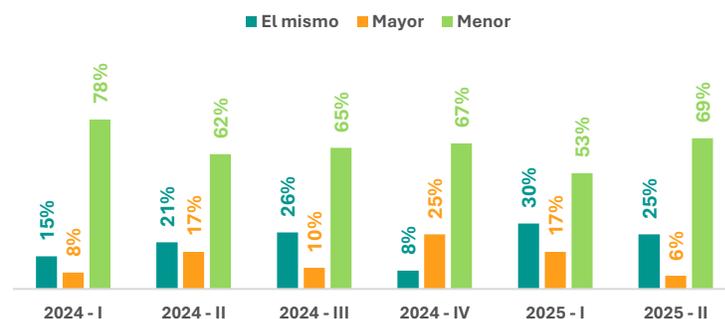
Asimismo, en el trimestre de análisis, para el 69% de las empresas el valor económico de los contratos fue menor frente al mismo trimestre del año anterior. Para el segundo trimestre de 2024, este porcentaje fue equivalente al 62%.

Como resultado de los indicadores anteriores, para el 94% de las compañías que respondieron la encuesta, el sector petrolero se encontró peor frente al mismo trimestre del año anterior, este porcentaje fue equivalente al 83% en el segundo trimestre de 2024. A su vez, el 88% informó que enfrenta cuellos de botella para conseguir empleados u obreros necesarios para poder suplir la demanda de sus productos y/o servicios (en el segundo trimestre de 2024 este porcentaje fue del 70%). Estos resultados reflejan la realidad que actualmente enfrenta el sector en el país, pues las decisiones y anuncios de política gubernamental han traído como consecuencia factores que han debilitado la industria y que han tenido su consecuente impacto en la competitividad.

¿Considera que su empresa se encuentra mejor económicamente frente al mismo trimestre del año anterior?

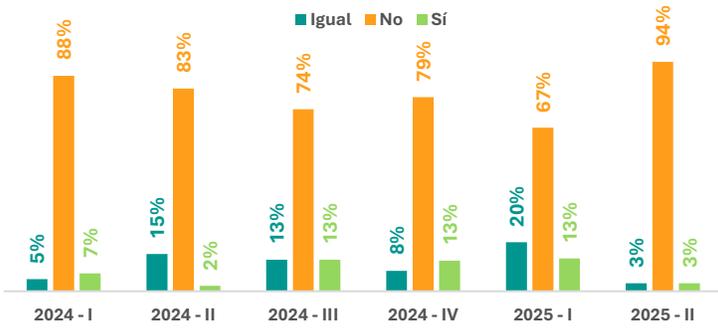


El valor económico de los contratos frente al mismo trimestre del año anterior fue...

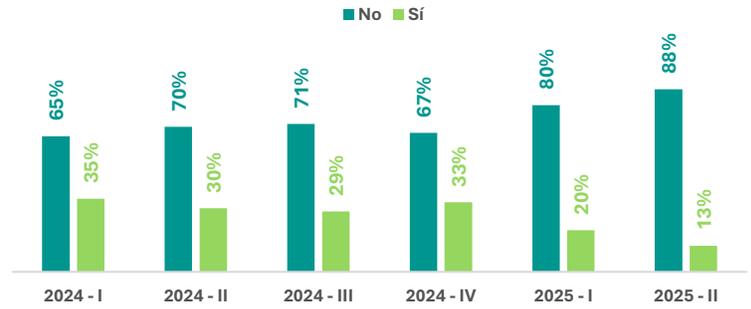


Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol

¿Considera que el sector petrolero se encuentra mejor frente al mismo trimestre del año anterior?



¿Enfrenta su empresa “cuellos de botella” para conseguir los empleados u obreros necesarios?



Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol

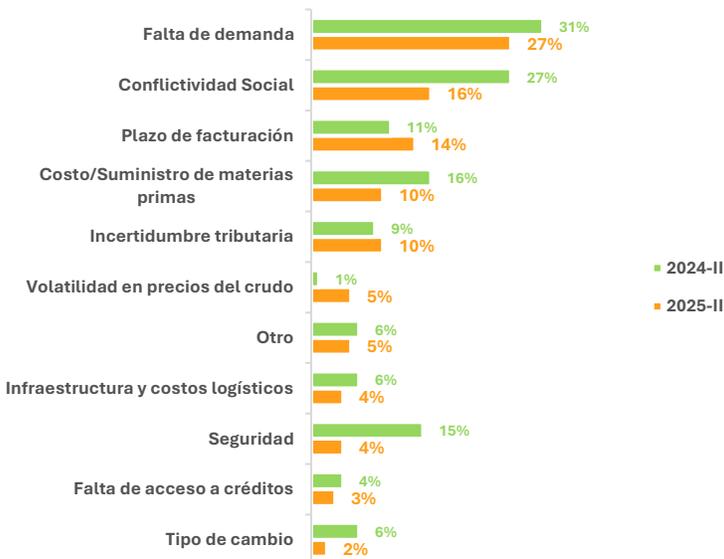
En el segundo trimestre de 2025, las empresas enfrentaron principalmente problemáticas asociadas a falta de demanda por bienes y servicios, conflictividad social y plazo de facturación. Es relevante señalar que las problemáticas anunciadas por las empresas encuestadas son similares a las del segundo trimestre de 2024.

En relación con el porcentaje de utilización de la capacidad instalada de las compañías, en el periodo de análisis el 15% informó que se encontró operando por debajo del 50%, situación que contrasta con el segundo trimestre de 2024 cuando el 40% de los encuestados anunció estar operando

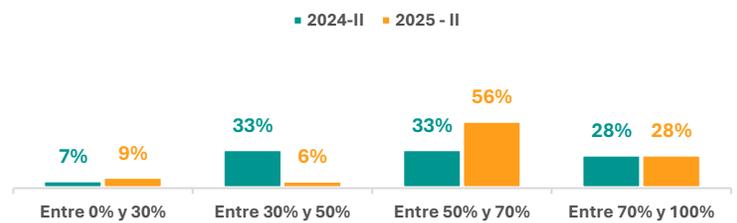
por debajo del 50% de su capacidad instalada.

Dentro de las principales razones por las que se está operando por debajo de la mitad de la capacidad instalada, se encuentran la reducción en el nivel de demanda de los contratos actuales, pérdida de contratos y problemas con las comunidades. Es importante mencionar que, comparado con el mismo periodo del año anterior, la pérdida de contratos cobró mayor peso dentro de las razones por las cuales las empresas de B&S no operan en su totalidad.

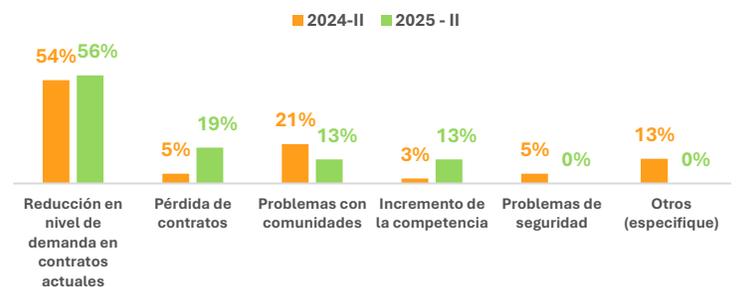
Problemáticas que enfrentan las empresas actualmente



Porcentaje de utilización de capacidad instalada



Razones de capacidad instalada



Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol

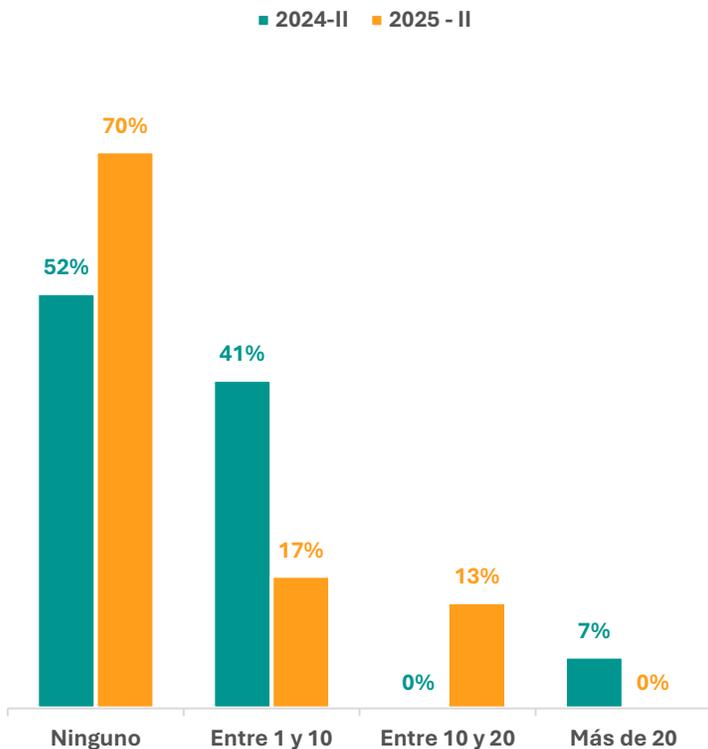
Complementando las problemáticas anteriormente mencionadas, en relación con los incidentes de entorno asociados a atentados y bloqueos, el 70% de las empresas de bienes y servicios encuestadas reportaron no haber sufrido atentados, lo que representa un incremento de 18 puntos porcentuales frente al mismo trimestre del año anterior. En el segundo trimestre de 2025, el 17% de las empresas informaron haber registrado entre 1 y 10 atentados, mientras que el 13% reportaron entre 10 y 20 atentados.

Respecto a los incidentes relacionados con bloqueos, el 32% de los encuestados informó no haber tenido alguno. Sin embargo, el 45% tuvo

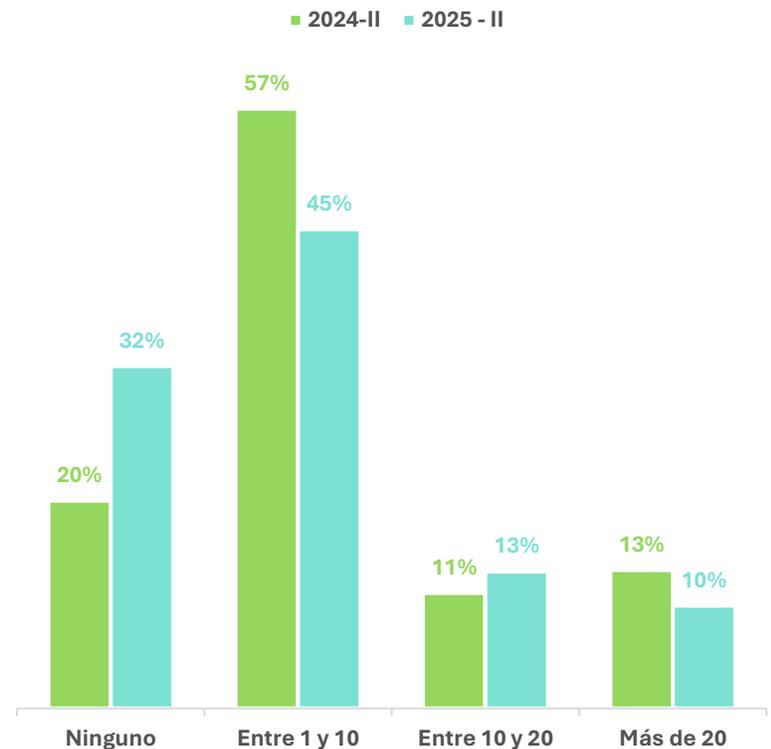
entre 1 y 10, porcentaje que fue inferior en 12 puntos porcentuales comparado con el mismo trimestre del año anterior.

En relación con las expectativas de las empresas de bienes y servicios para el próximo trimestre, el 25% de las empresas encuestadas considera que le estará yendo económicamente mejor. Sin embargo, en lo referente al sector E&P nacional, el segmento de bienes y servicios, y la economía en general, para el 72%, 56%, y 53%, respectivamente, no tendrán señales de mejora en el periodo venidero. Comparado con el mismo periodo en el año anterior, el escepticismo se ha incrementado.

Incidentes de entorno relacionados con atentados

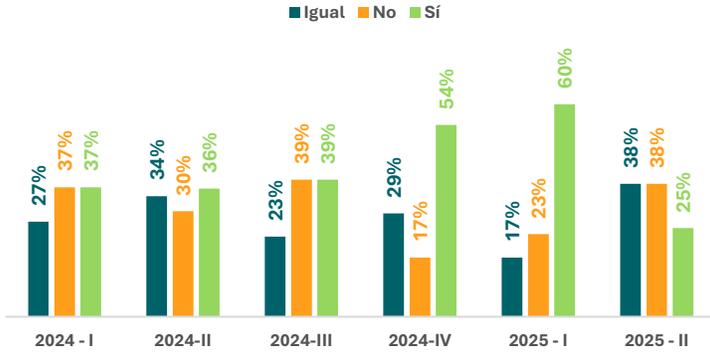


Incidentes de entorno relacionados con bloqueos

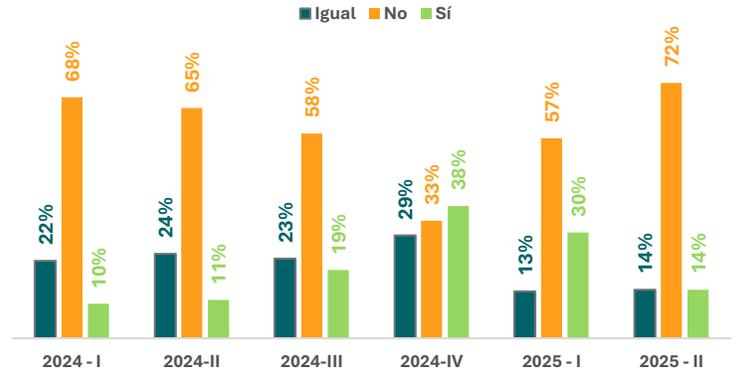


Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol

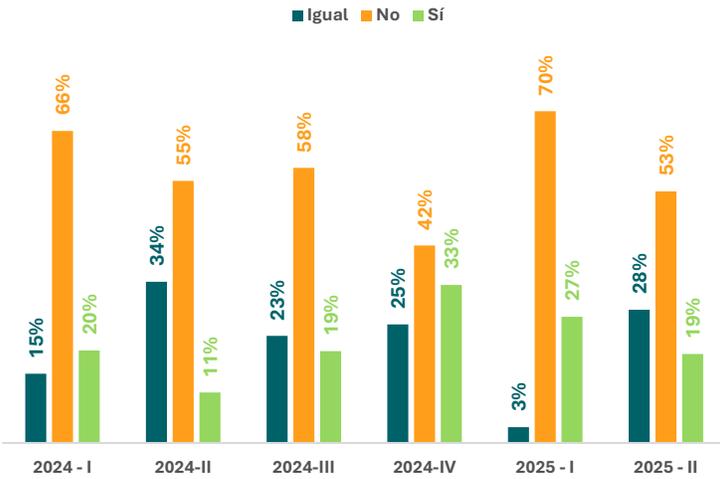
¿A su empresa le estará yendo económicamente mejor en el próximo trimestre?



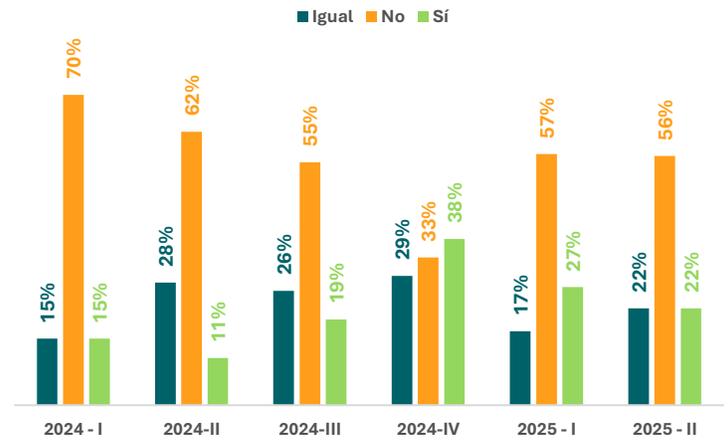
¿El sector E&P nacional mejorará en el próximo trimestre?



¿La economía del país mejorará en el próximo trimestre?



¿El segmento de bienes y servicios mejorará en el próximo trimestre?



Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol

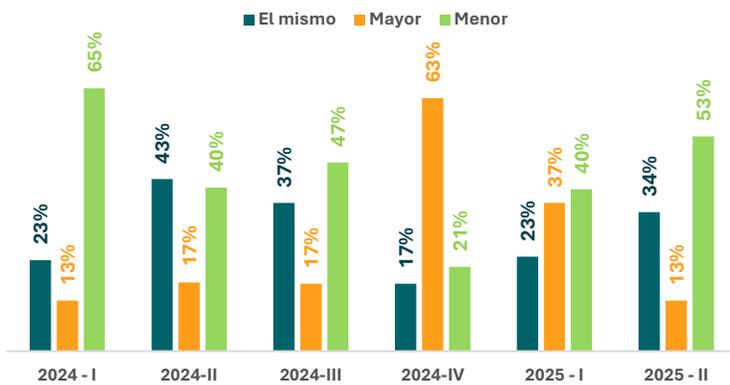


Fuente: Ecopetrol.

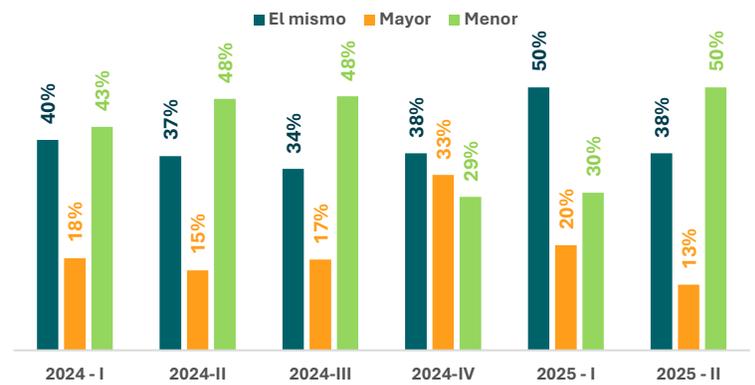
Asimismo, el 53% de las empresas encuestadas considera que el valor económico de los contratos de bienes y servicios será menor en el próximo trimestre, el 50% manifestó que el número de trabajadores que piensa emplear en el periodo venidero será menor, el 53% estipuló que el nivel de inversión en maquinaria y equipo será menor en el tercer trimestre de 2025, y finalmente, el 50% cree que las dificultades para suplir un aumento inesperado en la demanda en el próximo trimestre serán mayores.

Comparado con el segundo trimestre del año 2024, las perspectivas económicas de las empresas se han venido deteriorando. Así, los resultados siguen manifestando la situación por la que atraviesa la industria petrolera en general. Para los siguientes periodos, como consecuencia de las diferentes políticas y anuncios que se han realizado desde las instituciones gubernamentales, las empresas se han visto debilitadas y su capacidad de acción ha sido reducida.

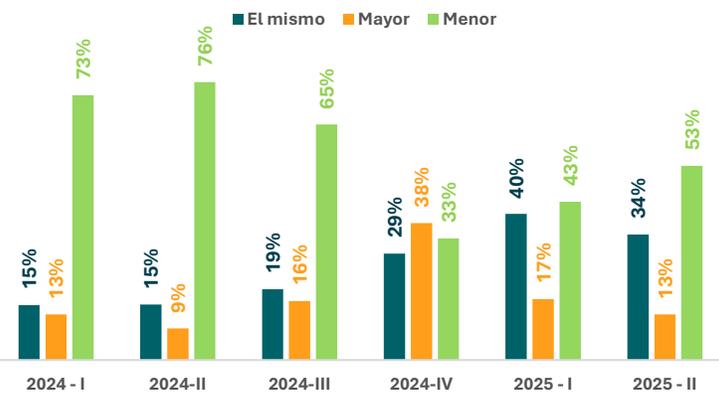
El valor económico de los contratos de B&S el próximo trimestre espera que sea...



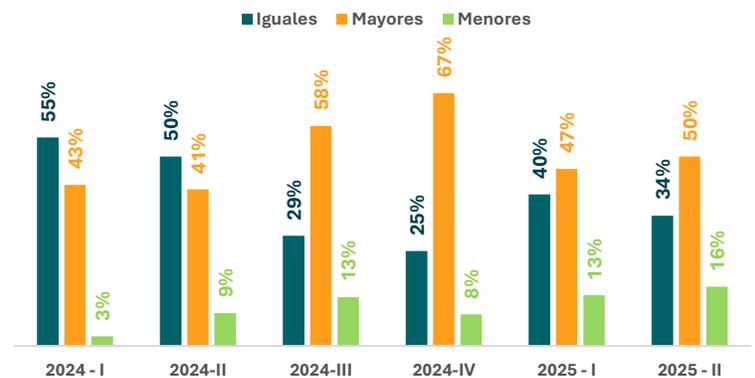
El número de trabajadores que piensa emplear en el próximo trimestre espera que sea...



El nivel de inversión en maquinaria y equipo en el próximo trimestre espera que sea...



Las dificultades para suplir un aumento inesperado en la demanda en el próximo trimestre espera que sean...



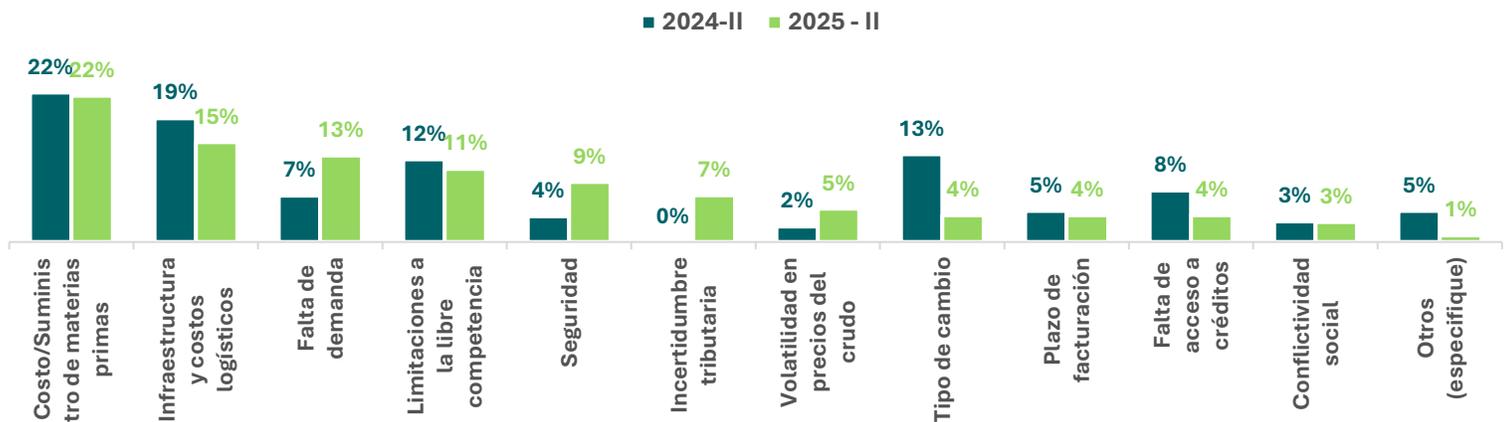
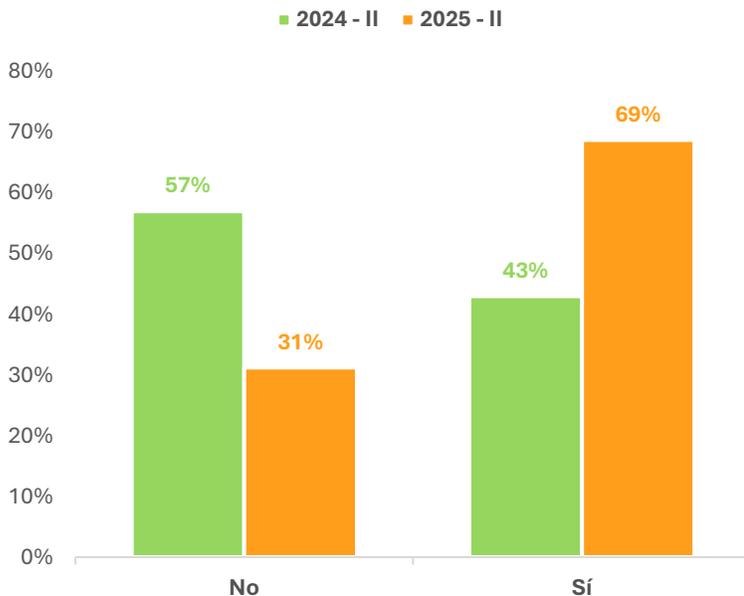
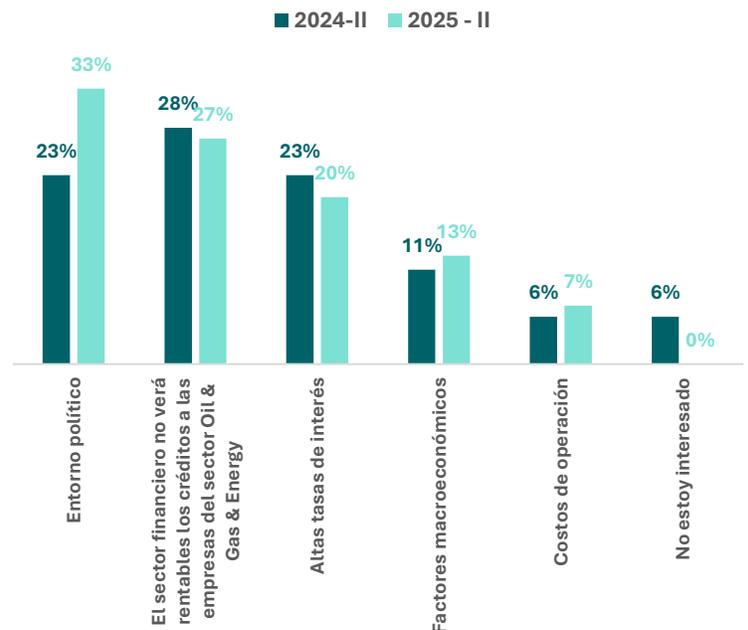
Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol

Finalmente, es importante mencionar que, para el siguiente trimestre (tercer trimestre de 2025), las empresas de bienes y servicios encuestadas informaron que el costo/suministro de materias primas, la infraestructura y costos logísticos y la falta de demanda por bienes y servicios, serán las principales problemáticas que enfrentarán.

Asimismo, el 69% de las compañías informaron que en el siguiente trimestre tendrán dificultades para acceder a crédito/financiación, teniendo como principales razones: el entorno político, la

creencia por parte del sector financiero acerca de que los créditos a las empresas de O&G no son rentables, y las altas tasas de interés, los cuales, comparados con el año anterior, también eran considerados como un factor determinante a la hora de acceder a un crédito.

Para ver los resultados de las encuestas en trimestres anteriores hacer clic [aquí](#).

Problemáticas que enfrentarían las empresas en el siguiente trimestre

¿Cree que tendrá dificultades para acceder a crédito?

Razones de dificultad para acceso a crédito


Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol



Planta Tuca 2, Cartagena de Indias, Bolivar, Colombia
Fuente: Tenaris

campetrol.org

Capítulo 8

Principales Mensajes

Principales Mensajes

- Durante el primer semestre de 2025, el precio de referencia Brent promedió 71,9 USD/Bl, lo que representa una caída de 14,2% (-11,9 USD/Bl) frente al segundo semestre de 2024. A lo largo del periodo, el precio inició en 79,3 USD/Bl en enero y mostró una tendencia descendente, registrando en mayo el promedio mensual más bajo del semestre con 64,5 USD/Bl. **En agosto de 2025 (último dato disponible), la referencia Brent se ubicó en 67,9 USD/Bl**, lo que representó una disminución de 4,5% (-3,2 USD/Bl) frente a julio de 2025 y de 15,5% (-12,5 USD/Bl) respecto al mismo mes de 2024.
- La reducción de precios respondió principalmente a la combinación de dos factores: i) la revisión a la baja de la demanda global por menor crecimiento económico y tensiones comerciales entre Estados Unidos y China, y ii) el aumento progresivo de la producción de la OPEP+, que generó un exceso de oferta en el mercado
- **Las proyecciones de UBS, Goldman Sachs y Wood Mackenzie** coinciden en que el mercado petrolero enfrentará presiones de sobreoferta en el corto y mediano plazo, con precios promedio inferiores a los de 2024.
- La economía colombiana registró un crecimiento anual de 2,7% en el primer trimestre de 2025 y de 2,1% en el segundo, impulsada principalmente por comercio, agricultura y administración pública. **En contraste, el sector de hidrocarburos mantuvo su tendencia contractiva, con una caída de 5,7% en el segundo trimestre**
- En el primer semestre de 2025, las exportaciones de petróleo y sus derivados alcanzaron \$6.490 MUSD **una disminución del 15% interanual debido a una menor producción de crudo (747 KBPD, -4,3% frente a 2024) y a la reducción de los precios internacionales (Brent promedio de 71,9 USD/barril, -14,2%)**
- **En el primer semestre de 2025, la IED en Colombia fue de \$6.579 MUSD**, de los cuales el sector petrolero aportó \$1.514 MUSD, un 15,6% más que en el mismo periodo de 2024.
- El sector de hidrocarburos sigue siendo un pilar fundamental para la estabilidad macroeconómica del país, dado su impacto en las exportaciones, en la inversión extranjera directa y generación de recursos a través de regalías, los cuales son esenciales para el desarrollo socioeconómico regional.
- **Durante el primer semestre de 2025, el promedio de taladros activos fue de 109 unidades**, lo que representó un incremento de 0,9% frente al mismo periodo de 2024 (+1 equipo).
- En agosto de 2025, se registraron 112 equipos activos, lo que representa una disminución del 27,7% frente a los 155 taladros reportados en noviembre de 2022 (43 equipos menos). Esta disminución en la actividad operativa ha tenido un efecto directo sobre el empleo generado por la industria. **Se estima que la pérdida acumulada en este periodo asciende a aproximadamente 23.400 empleos, de los cuales 4.550 corresponden a empleos directos y 18.850 a indirectos.**
- **En el primer semestre de 2025, la producción fiscalizada de crudo en Colombia promedió 747,0 mil barriles por día (KBPD), lo que representó una disminución de 33,2 KBPD (-4,3%) frente al mismo periodo de 2024.** Factores como la declinación natural de los campos maduros (22% en 2024, según la ACP), así como bloqueos, paros comunitarios y 21 voladuras de oleoductos (seis veces más que en 2024), afectaron el transporte y la continuidad operativa. En agosto de 2025, último dato disponible, la producción se ubicó en 750,1 KBPD, un 3,5% menos frente a agosto de 2024, aunque 0,5% superior al registro de julio del mismo año.

Conclusiones

- **Entre enero y junio de 2025 se perforaron 24 pozos exploratorios, once más que en el mismo periodo de 2024 (+84,6%).** De estos, 13 fueron de categoría A3, cinco de A2 y seis de A1. En el mismo semestre se adquirieron 740,2 km de sísmica 2D, lo que representó una disminución de 1.777 km frente al primer semestre de 2024 (-70,6%). En julio de 2025 no se registraron adquisiciones de sísmica, manteniéndose la inactividad observada desde mayo. En contraste, en julio de 2024 se habían reportado 34 km²-día de sísmica equivalente.
- **El Segundo Foro Offshore: Caribe, Energía y Progreso estableció una idea central: el Caribe colombiano no es una opción, sino la ruta estratégica que debe definir la soberanía, innovación y competitividad energética del país.** La consecución de la Soberanía Energética requiere la articulación en la gestión, la promoción de fuentes nacionales (hidrocarburos y renovables) y el fortalecimiento de la infraestructura para asegurar un suministro confiable y equitativo.
- A diciembre de 2024, los **recursos contingentes de gas costa afuera (3C) suman 7.448 Gpc,** equivalentes al **67,1%** del total **11.096 Gpc.** Desde **2016** se han perforado **12 pozos offshore** en Colombia, con **tasa de éxito técnico del 58%.** El **potencial total de gas** en el Caribe colombiano **offshore** se estima en **~75 TPC.**
- **Proyecto Sirius (Contrato GUA OFF 0): ~6 TCF de gas in place; producción proyectada 470 MPCD; inversión estimada ~USD 3.000 millones; 117 km de línea y 4 pozos productores**
- Los resultados de la encuesta del segundo trimestre de 2025 demuestran que **las perspectivas económicas de las empresas de B&S del sector O&G&E se han mantenido en un terreno donde no se evidencia mejoría.** En efecto, el porcentaje de empresas que no se encontró mejor respecto al mismo trimestre del año anterior (56%) fue superior al porcentaje registrado durante el primer trimestre del 2025 (40%).
- La industria de hidrocarburos representa una importante fuente de ingresos para las regiones, lo cual se refleja no solo en su contribución al PIB departamental, sino también en las finanzas públicas a través del presupuesto asignado del Sistema General de Regalías (SGR). Sin embargo, a pesar de esta contribución, **los departamentos cuya principal actividad económica es la extracción de petróleo y gas natural enfrentan desafíos socioeconómicos, los cuales deben ser abordados con los recursos generados por el propio sector.**



Fuente: Cenit – Estación Miraflores.



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de
Petróleo, Gas y Energía

Somos la
ENERGÍA de
COLOMBIA

Síguenos en redes sociales y entérate al instante de las
noticias más importantes del sector



@CAMPETROLco



@CAMPETROL



@CAMPETROL



CAMPETROLColombia

www.CAMPETROL.org

En este espacio respetamos la libre competencia, por ello no se habla sobre: Precios, cantidades, calidades, clientes, estrategias contractuales o temas que pudiesen afectar la participación de las empresas en el mercado. **Fomentamos la libertad económica y el desarrollo del sector O&G&E.**



Ley 1340 de 2009

Normas en materia de
protección de la competencia



**Normas de competencia en
Asociaciones de empresas y
Asociaciones o Colegios de
profesionales**



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de
Petróleo, Gas y Energía



CAMPETROL

Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de
Petróleo, Gas y Energía

Balance **PETROLERO**

Primer semestre de 2025



Oleoductos, área Caño Limón
Arauca, Colombia
Fuente: Ecopetrol



Taladro, área Caño Limón
Arauca, Colombia
Fuente: SierraCol



Refinería de Barrancabermeja
Santander, Colombia
Fuente: Ecopetrol