



CAMPETROL

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

Abril de 2026

Balance **PETROLERO**

Segundo 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

Más de 200 afiliados



3M Ciencia. Aplicada a la vida.	aceinternacional	ACEVEDO Abogados Consultores	aggreko	albedo Customer Process Automation ESP by VEDLIA	Alkhorayef	AMERICAN TUBULAR SERVICES ATS	Anbar Minería • Industria • Construcción
Andinas	AON	aplika CONTROL CORROSION	Aplusplus	ai ARAÚJOIBARRA Consultores en Comercio Internacional	arcomat Ingeniería de Materiales Conductores y Servicios.	ASAP	ATINA ELECTROSERVICIOS
Atlas Copco	AXURE PEOPLE INNOVATION TRUST	AZUL ENERGY	AZF The Cable Company!	Baker Hughes	Bawer Company	BCR SUPPLY S.A.S.	BlackStone ENERGY
BLC Oil & Gas	boNud ENERGY SOLUTIONS	BOP	BUFFALO BUSINESS GROUP S.A.S.	brainy SAS Solution Finders	BRASERV	Brigard Urrutia	CSD Services
CALDIC	CHALELA ABOGADOS ENERGÍA QUE IMPULSA EL FUTURO	CMG	COLOMBIA WIRELINE SERVICES	CONFIPETROL	CONSULTEC CONSULTEC INTERNATIONAL INC	COPOWER Energy Solutions	C.P.S.
COREMAR	CORRECOL	CSP DE COLOMBIA	Datalog The World of Information	DELRIO S.R.S.	DHL	DIATECO Ingeniería, Construcción y Equipos	DMT TECHNOLOGY AND SERVICES Colombia
EATON Powering Business Worldwide	eci EQUIPOS Y CONTROLES INDUSTRIALES S.A.	EH	Endress+Hauser	ENEROIL LATINOAMÉRICA	Enerflex	EquiPetrol	equitrónica
ESTRELLA International Energy Services	feel CONSULTING	FEP CO	FIRE WORK WEAR	GALQUI WATER SOLUTIONS	gfi Garrido Fonseca	GEODIS	GeOilEnergy
GHENOVA ENERGY & WATER	GIE GROUP	GIP Gestión Integral de Proyectos	gradex	GRS General Rigs Services S.A.S.	GSI General services international	GTC	Honeywell
GVERSE GeoGraphix Potential to Production	HALLIBURTON	HALTUNG	Helistar AVIACION	HQE HIGH QUALITY ENGINEERING	HNA INGENIERÍA	Honeywell	Honeywell
ICG	iEM INEMEC	ILN CONSULTING	Imantt	Impact A TECNOLÓGICA COMPANY	Independence	INGECONTROL 1976	INGECONTROL 1976
IR Ingersoll Rand.	innergy	innotech	INNOVEX	insurcol Gente que sabe lo que hace.	IONOS DIRECTIONAL SERVICES	ISenergy	Ismocol
JEOPROBE GEOTECNIA ESPECIALIZADA	Jerrell	JMP	JOAPETROL COMPANY	Kobalt S.A.S. Transformando Energía Con Economía	LAMOR	LEONARDO	Levare
LIPESA	MACHINE TOOLS & SERVICES	MD Maestranza Diesel	MAGNEX	Factoring MALAIKA	MANSER SOLUCIONES DE NEGOCIO	MAPLE Oil TOOLS	MERX LAW FIRM International Trade & Investment



SOMOS CAMPETROL

Más de 200 afiliados





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*

Javier Mejía Mangones - *Consultor económico*

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, 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

Aeconomico1@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
- Balance petrolero mundial
- Precio de referencia Henry Hub
- Análisis de taladros global
- Nota de interés # 1: Producción de petróleo: principales productores de América Latina (2025)
- Notas de interés # 2: Oriente Medio en el mapa energético mundial
- Notas de interés # 3: Mercado global de GNL 2026.

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 #1: ¿Adónde van las tasas en 2026?
- Notas de interés # 4: Hidrógeno Geológico en Colombia.

Capítulo 3: Industria nacional de O&G&E

- Pozos exploratorios y de desarrollo
- Petróleo
- Reservas de petróleo en Colombia
- Gas Natural
- Reservas de gas en Colombia
- Actividad de taladros
- Refinerías
- Segmento Midstream
- Nota de interés # 5: Pozos cerrados / abandonados 2025
- Nota de interés # 6: Infraestructura de regasificación en Colombia: avances, capacidad proyectada y retos para el abastecimiento.

Capítulo 4: Industria Oil & Gas en Venezuela

- Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas
- Contexto General
- Producción de petróleo histórica
- Producción 2026 y proyecciones de crecimiento
- Faja Petrolífera del Orinoco: El núcleo del potencial venezolano
- El nuevo marco regulatorio y el rol de las Licencias OFAC
- Nota de interés # 7: Régimen de licencias OFAC en Venezuela
- Oportunidades regionales y relación con Colombia
- Análisis de la dinámica económica venezolana
- Conclusiones y consideraciones estratégicas

Capítulo 5: Industria eléctrica nacional

- Funcionamiento del sistema eléctrico colombiano
- Generación
- Proyectos de generación eléctrica
- Demanda
- Transacciones de energía
- Nota de interés # 8: Fortalecimiento del sistema de transmisión en Colombia: un habilitador para la expansión energética

Capítulo 6: Perfiles departamentales

Capítulo 7: Encuesta trimestral 2025

- Resultados trimestrales

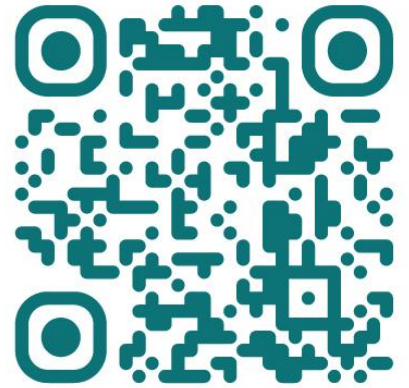
Capítulo 8: Mensajes principales





CAMPETROL .org

Renovamos nuestra página web,
visítela ahora en
campetrol.org



Prólogo – Venezuela y el posicionamiento estratégico del sector de bienes y servicios de petróleo, gas y energía

La dinámica reciente del sector de hidrocarburos en América Latina evidencia una reconfiguración regional en la cual **Venezuela comienza a recuperar relevancia como actor energético**, impulsada por ajustes en su marco regulatorio, flexibilización de sanciones y la necesidad estructural de restablecer su capacidad productiva, **en un contexto de apertura progresiva habilitada por Estados Unidos**.

El país cuenta con las mayores reservas probadas de petróleo a nivel mundial, estimadas en 303.221 millones de barriles, equivalentes a aproximadamente 149 veces las reservas de Colombia, lo que constituye una base estructural que respalda el renovado interés del capital internacional. Sin embargo, este potencial contrasta con una historia reciente de contracción operativa, donde la producción cayó desde niveles cercanos a 2,4 millones de barriles diarios (MBPD) en la década pasada hasta mínimos de 345 KBPD en 2020.

A partir de 2021, la industria venezolana ha mostrado señales de recuperación, alcanzando 1.200 KBPD en diciembre 2025, con proyecciones que, bajo condiciones favorables de inversión y estabilidad institucional, **podrían alcanzar entre 1,37 MBPD hacia diciembre de 2026**.

Este proceso de reactivación está soportado por cambios en el marco regulatorio que permiten mayor participación privada en actividades de exploración y producción, así como por el esquema de licencias internacionales que habilita parcialmente la operación de compañías y el flujo de capital. **La materialización de este potencial dependerá de la continuidad de estas condiciones y de la capacidad del país para superar restricciones operativas, logísticas y financieras**.

Desde el punto de vista técnico, la Faja Petrolífera del Orinoco, donde se concentra cerca del 87% de las reservas de Venezuela, **requiere esquemas intensivos en capital y tecnología para la producción de crudos pesados, lo que implica una alta demanda de servicios especializados**. Adicionalmente, el sistema de refinación, con una capacidad instalada cercana a 1,3 MBPD, ha operado en niveles entre 20% y 35%, evidenciando las necesidades de infraestructura y la de inversiones de gran escala.

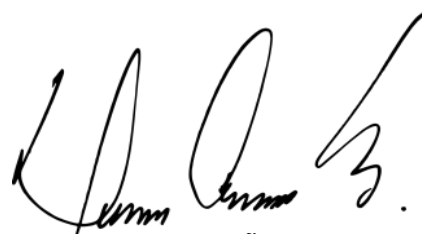
En este contexto, la reactivación del sector petrolero venezolano configura una oportunidad directa para el sector de bienes y servicios de petróleo, gas y energía. La recuperación de la producción, la rehabilitación de infraestructura y la reactivación de operaciones demandarán capacidades en ingeniería, mantenimiento industrial, servicios a pozo, logística y gestión de activos, entre otros, a lo largo de toda la cadena de valor.

Para Colombia, esta coyuntura tiene una relevancia estratégica. El país cuenta con experiencia operativa, talento humano calificado y un sector de bienes y servicios preparado para responder de manera oportuna a las necesidades de este nuevo ciclo. **Desde CAMPETROL lideraremos las posibilidades que nuestras empresas puedan tener de aportar a la reactivación del sector petrolero en el vecino país**.

En este contexto, desde CAMPETROL lideramos una misión internacional de relacionamiento en Caracas, el 27 y 28 de abril, en donde participamos del foro de la Cámara Petrolera de Venezuela (CPV) y lideramos el Foro Oportunidades en Venezuela, con la participación de autoridades del sector, espacio orientado a la identificación de oportunidades para las empresas de bienes y servicios y al desarrollo de nuevas oportunidades de negocios en el mercado venezolano.

En este Balance Petrolero, CAMPETROL presenta un análisis integral del sector, incorporando por primera vez un enfoque detallado sobre la industria en Venezuela, y sus perspectivas.

La reactivación de la industria en Venezuela está atrayendo nuevamente a actores globales del sector, por lo que la captura de estas oportunidades dependerá de la capacidad de anticiparse y posicionarse en este nuevo ciclo de inversión.




NELSON A. CASTAÑEDA BARBOUR
Presidente Ejecutivo
CAMPETROL



AGENDA INVITACIONAL CAMPETROL

Foro CAMPETROL. Oportunidades en Venezuela

 Martes 28 de abril de 2026

 Caracas, Venezuela

 Valle Arriba Athletic Club

Salón Valle Arriba (salón principal del club)

Avenida Principal Colinas de Valle Arriba, 2do retorno, Caracas 1040


CAMPETROL

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

 HORA INICIO	 HORA FIN	 ACTIVIDAD	 SPEAKER
 SALUDO Y BIENVENIDA			
8:00	8:30	● Registro, acomodación y saludo de bienvenida	LEGA + CAMPETROL
 LEGAL Y REGULATORIO			
8:30	9:30	● Marco regulatorio de la industria de hidrocarburos y su régimen tributario. Aspectos transversales e impacto en los prestadores de servicios. Soft landing en Venezuela a partir de las figuras societarias	LEGA - Miguel Rivero, Elina Pou y Carlos García Soto
 SECTOR O&G			
9:30	10:00	● Asociación Venezolana de la Industria Química y Petroquímica	Reinaldo Gabaldón - Presidente ASOQUIM
10:00	10:30	● REPSOL	Luis García - Presidente REPSOL Venezuela y Ludwig Mercado - Operations Manager
10:30	11:00	● Maurel & Prom	Jean Michel Bonnet - Country Manager Venezuela, Maurel & Prom
11:00	11:30	● Break	
11:30	12:00	● Asociación Venezolana de Hidrocarburos (AVHI)	Cristina Tovar - Presidenta Ejecutiva AVHI
12:00	12:30	● Asociación Venezolana de Procesadores de Gas (AVPG)	Luis Terrero - Presidente AVPG
 PERSPECTIVAS VENEZUELA			
12:30	1:00	● Escenarios Políticos Venezuela	Benigno Alarcón - Analista
1:00	1:30	● Perspectivas Económicas	Efrain Velásquez - AGPV Asesores, Presidente Consejo de Economía Nacional
1:30	2:00	● Cámara Petrolera Venezolana (CPV)	Enrique Novoa - Presidente CPV
 CIERRE, CONCLUSIONES Y PASOS A SEGUIR			
2:00	2:15	● Síntesis, preguntas y próximos pasos	LEGA + CAMPETROL



* Agenda sujeta a cambios por confirmaciones o declinaciones

¡Gracias por ser parte!

AFILIADOS

ALIADOS



Fotografía por: Guillermo Diaz
Fuente: Innergy

campetrol.org

Capítulo 1

Contexto internacional

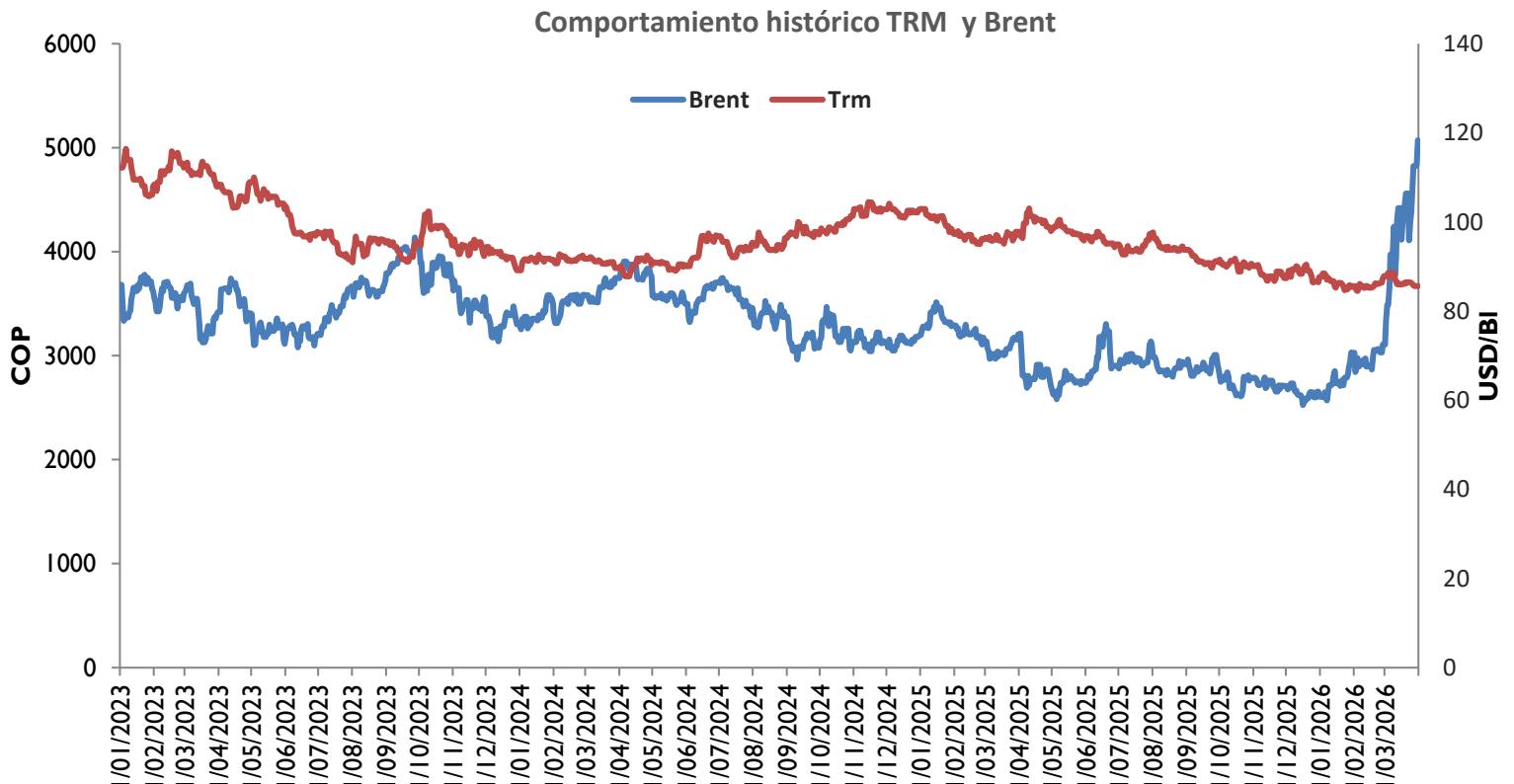
Precio de referencia Brent

Durante 2025, la referencia del precio promedio del petróleo Brent se ubicó en \$69,1 USD/Bl, por debajo del promedio de 2024 (\$80,5 USD/Bl), lo que equivale a una reducción de \$11,4 USD/Bl (-14,2%). La brecha entre ambos años fue variable a lo largo del periodo: en enero se registró la menor diferencia (\$0,8 USD/Bl), mientras que en mayo se presentó la mayor, con \$21,8 USD/Bl.

A lo largo del primer semestre, el mercado petrolero estuvo marcado por presiones a la baja tanto desde la demanda como desde la oferta. Las tensiones comerciales entre Estados Unidos y China redujeron las proyecciones de crecimiento económico global, afectando las expectativas de consumo de crudo. Simultáneamente, los anuncios de la OPEP+ sobre el incremento gradual de su producción durante 2025 acentuaron la caída, llevando el Brent a su nivel más bajo del semestre en mayo con \$64,5 USD/Bl.

La caída se moderó hacia junio, cuando los acuerdos comerciales entre Estados Unidos y sus principales socios comerciales redujeron parcialmente la incertidumbre, y las tensiones geopolíticas en Medio Oriente impulsaron brevemente el precio hasta \$71,4 USD/Bl. Sin embargo, desde ese punto el Brent retomó una tendencia descendente sostenida, cerrando diciembre en \$62,5 USD/Bl, el nivel más bajo del año y un 15,3% por debajo del mismo mes de 2024, en un contexto de exceso de oferta global de 2,2 MBPD proyectado por la EIA para ese mes.

En los primeros tres meses de 2026, la referencia del precio BRENT ha promediado \$80,2 USD/Bl, con un pico de \$103,1 USD/Bl en marzo de 2026. Este resultado fue un 42% superior al registrado en igual mes de 2025. Este cambio de tendencia es producto de un entorno geopolítico tensionado y de un déficit de producción de petróleo que se detallará en el siguiente artículo.



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

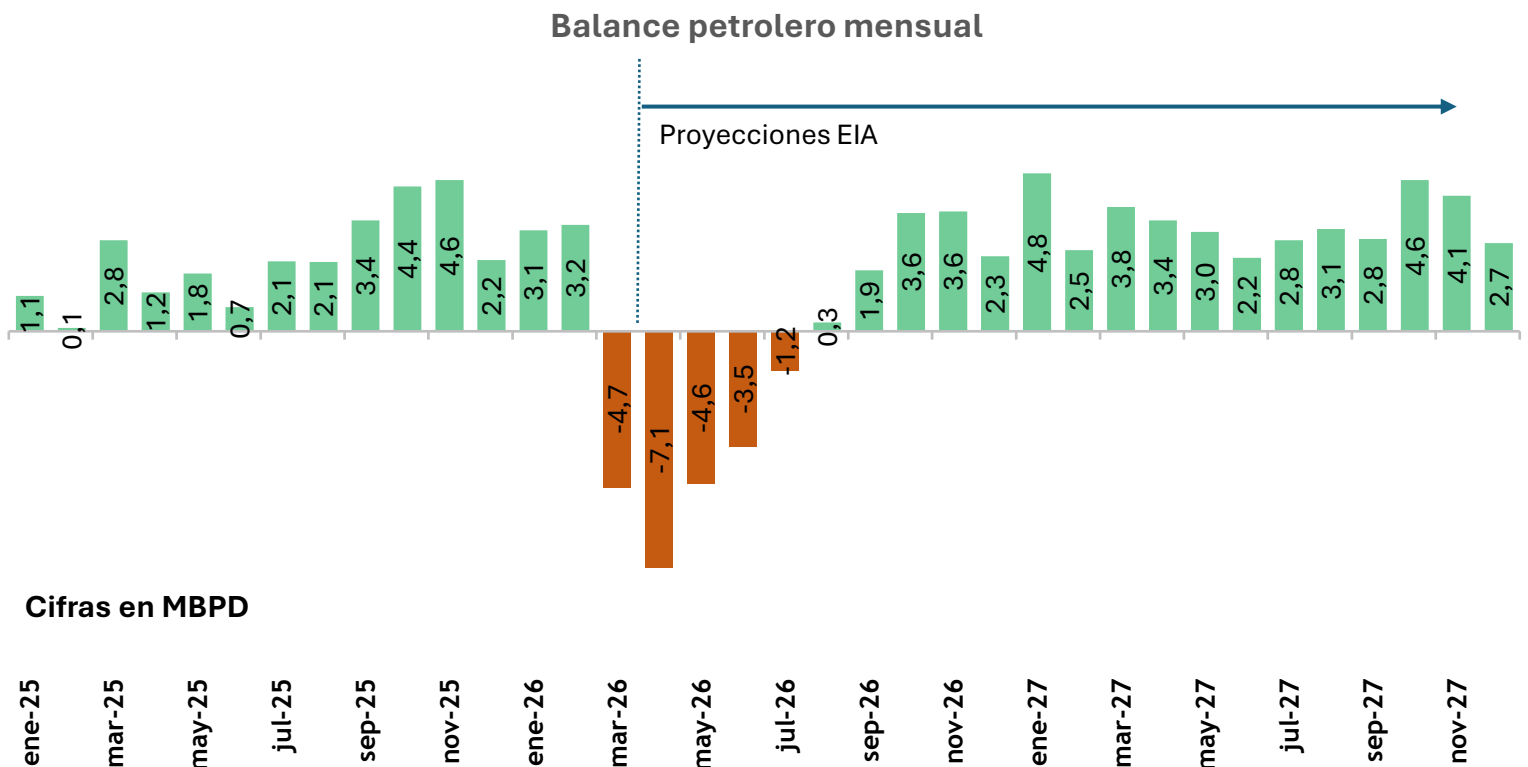
Balance petrolero mundial

Durante 2025, el mercado petrolero global mantuvo una condición persistente de exceso de oferta. En diciembre de ese año, el balance registró un superávit de 2,2 millones de barriles por día (MBPD), consolidando la tendencia observada en los meses previos. En términos consolidados, el promedio anual del balance para 2025 se situó en 2,21 MBPD, reflejando niveles de producción que superaron consistentemente a la demanda global de crudo.

No obstante, el panorama cambió durante el primer trimestre de 2026. Tras iniciar el año con excedentes de 3,1 y 3,2 MBPD en enero y febrero respectivamente, el balance entró en terreno negativo en marzo. En dicho mes, el último con información histórica disponible de la EIA, el indicador cerró en -4,7 MBPD. Este cambio de tendencia responde a un entorno geopolítico de mayor complejidad que ha impactado la estabilidad del suministro mundial.

Las proyecciones de la EIA sugieren que la condición de déficit se extenderá durante cuatro meses adicionales en 2026. Se anticipan saldos negativos de -7,1 MBPD en abril, -4,6 MBPD en mayo, -3,5 MBPD en junio y -1,2 MBPD en julio. Bajo este escenario, el mercado retornaría a un excedente de oferta a partir de agosto de 2026, con un valor proyectado de 0,3 MBPD, tendencia que se mantendría al alza durante 2027.

A pesar de la senda de normalización proyectada, estas cifras deben analizarse con precaución debido a la volatilidad del contexto internacional. La naturaleza cambiante de los factores de riesgo implica que las estimaciones podrían ajustarse, existiendo la posibilidad de que el tiempo necesario para alcanzar un escenario de estabilidad operativa sea superior al proyectado inicialmente por la agencia.



Fuente: [EIA](#), cálculos CAMPETROL.

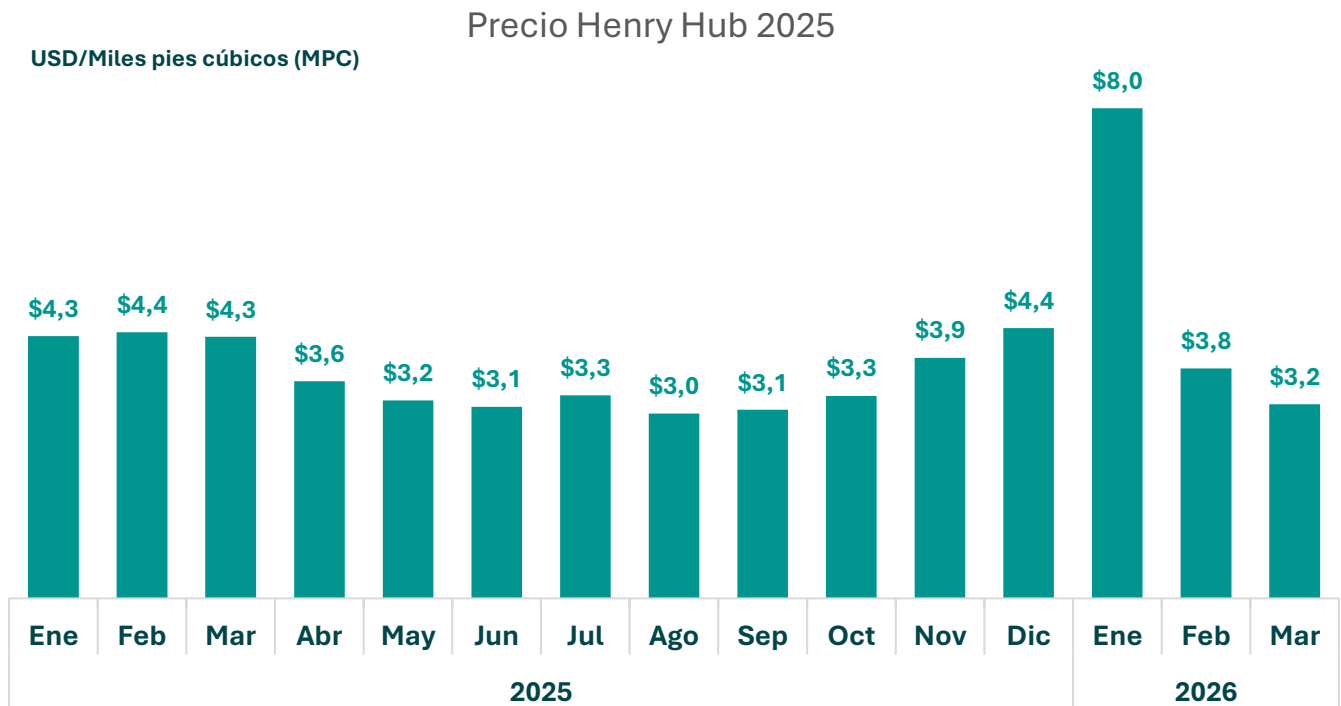
Precio de referencia Henry Hub

Durante 2025, el precio promedio spot del gas natural Henry Hub se situó en USD 3,7/MPC, lo que representó un incremento del 60,8% frente al promedio registrado en 2024 (USD 2,3/MPC). A pesar de la volatilidad estacional, el año anterior cerró con una tendencia al alza, alcanzando los USD 4,4/MPC en diciembre, niveles que sirvieron de base para el comportamiento del mercado en el arranque de 2026.

En el primer trimestre de 2026, el precio promedio se ubicó en USD 5,0/MPC, un resultado 15,7% superior al del mismo periodo de 2025 (USD 4,3/MPC). Este promedio trimestral estuvo condicionado por el pico registrado en enero, cuando el precio alcanzó los USD 8,0/MPC debido a un invierno boreal más riguroso de lo anticipado. Este choque climático presionó la demanda de calefacción y alteró los niveles de inventarios, forzando un ajuste al alza en los precios spot.

Tras la superación del pico invernal, la tendencia en 2026 ha sido decreciente, retornando a niveles de normalidad operativa. En marzo, el precio se ubicó en USD 3,2/MPC, lo que significó una reducción del 15,5% (\$-0,6 USD/MPC) frente a febrero de este año y del 25,7% (\$-1,1 USD/MPC) en comparación con marzo de 2025. Este ajuste refleja la estabilización del mercado tras el cese de las presiones climáticas extremas del primer mes del año.

No obstante, el nuevo nivel de equilibrio permanece incierto. El reporte Gas 2025 de la IEA señala que, si bien la expansión de la capacidad global de GNL mejorará la oferta, el proceso de llenado de reservas en el hemisferio norte se realizará bajo un entorno geopolítico transformado. La sensibilidad de la producción en cuencas clave y la reconfiguración del suministro hacia Europa sugieren que el retorno a una estabilidad prolongada podría ser más lento de lo previsto por los modelos estadísticos actuales.



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

Análisis de taladros global

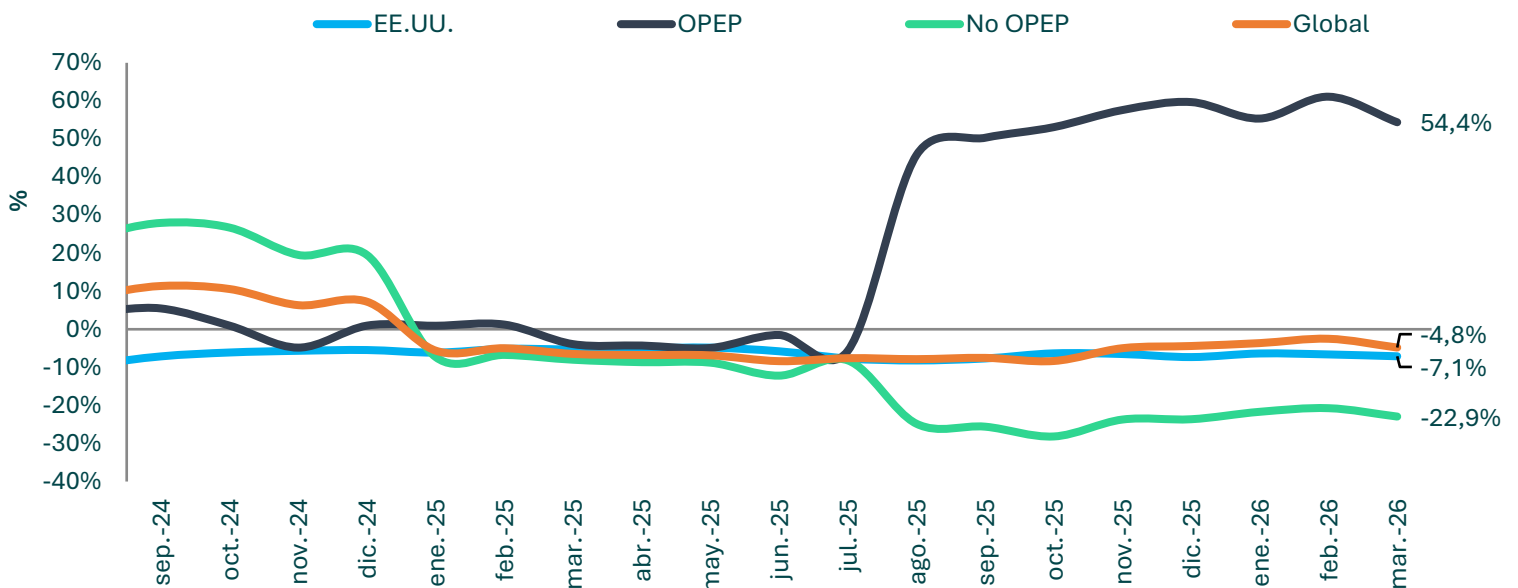
La actividad global de taladros evidenció una dinámica de contracción al analizar el segundo semestre de 2025 frente al mismo periodo de 2024. Entre julio y diciembre de 2025, el número de equipos activos promedió 1.798 taladros, lo que representa una disminución de 131 equipos (-6,8%) frente al promedio registrado en el segundo semestre de 2024 (1.929 equipos). Este comportamiento se presenta en un entorno en el que, de acuerdo con reportes del sector, la actividad global estuvo influenciada por ajustes en los niveles de inversión en exploración y producción, con estimaciones que apuntan a una contracción cercana al 7% en el número de equipos activos a nivel global ([World Energy News, 2025](#)).

A nivel regional, esta reducción estuvo explicada principalmente por la caída en la actividad del grupo de países “No OPEP”, que pasó de un promedio de 1.019 equipos en el segundo semestre de 2024 a 790 equipos en el mismo periodo de 2025, lo que equivale a una disminución de 229 equipos (-22,4%). En contraste, los países miembros de la OPEP incrementaron su actividad, pasando de un promedio de 324 equipos a 464 equipos (+43,1%), lo que compensó parcialmente la contracción global.

Este incremento en la actividad de taladros en países OPEP se ha observado en un contexto de ajustes en los niveles de producción acordados dentro de OPEP+, donde los países han mantenido o fortalecido su capacidad operativa en el mediano plazo ([S&P Global, 2025](#)).

Por su parte, Estados Unidos registró una reducción en la actividad, con un promedio de 544 equipos en el segundo semestre de 2025, frente a 586 equipos en el mismo periodo de 2024 (-7,3%). Esta tendencia es consistente con la dinámica observada en el mercado estadounidense, donde el conteo de taladros se redujo en términos interanuales, asociado a decisiones de inversión más conservadoras por parte de las compañías operadoras ([Reuters, 2025](#)).

En términos anuales, el promedio global de taladros en 2025 se ubicó en 1.819 equipos, lo que representa una disminución de 129 equipos (-6,6%) frente al promedio de 2024 (1.948 equipos). Esta reducción anual consolida la tendencia de ajuste observada a lo largo del periodo.



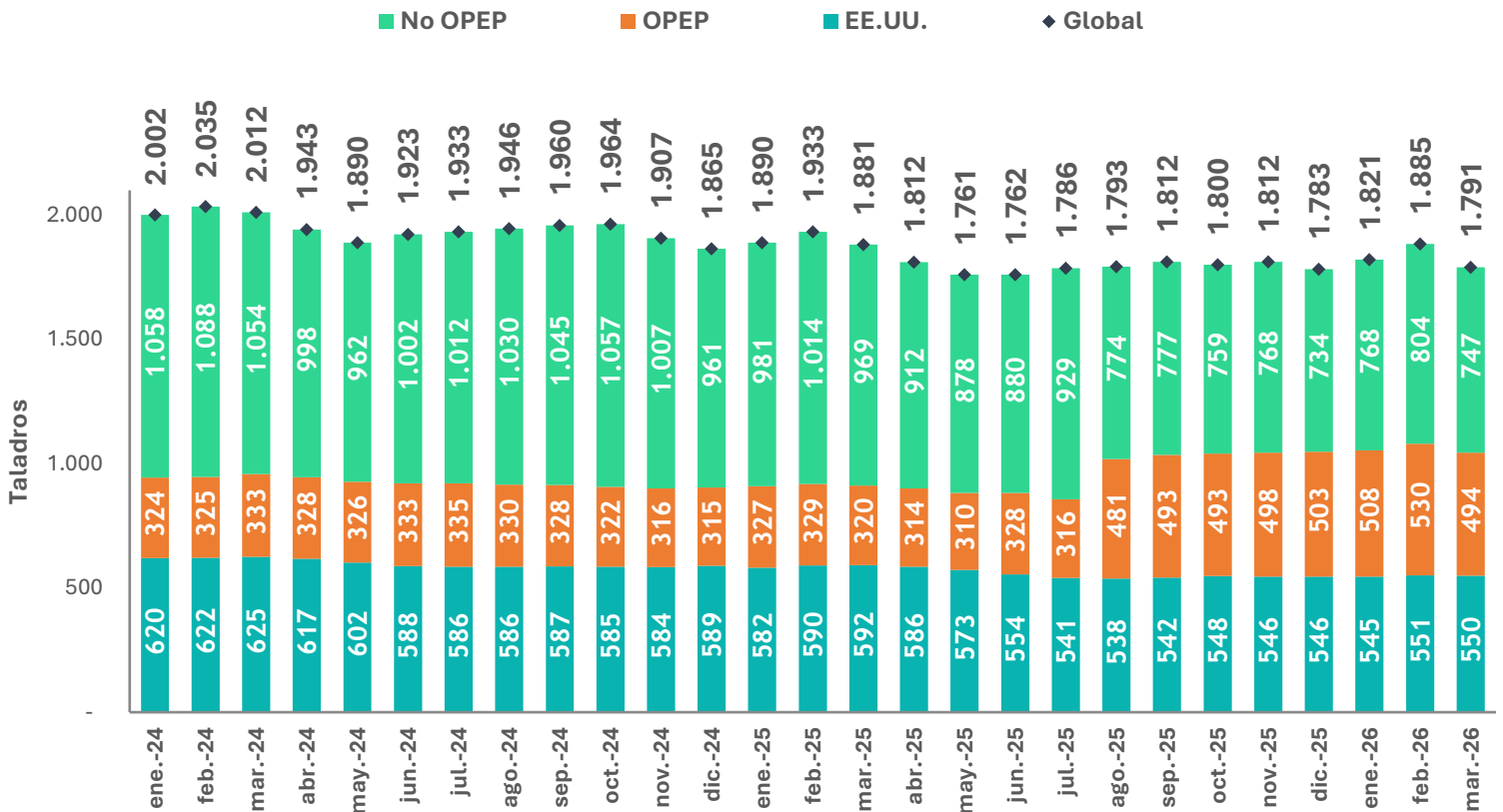
Fuente: [Baker Hughes](#), cálculos Campetrol

Por regiones, el comportamiento anual muestra que la disminución estuvo concentrada principalmente en el grupo de países “No OPEP”, cuyo promedio pasó de 1.023 equipos en 2024 a 865 equipos en 2025 (-15,5%; -158), mientras que Estados Unidos redujo su actividad de 599 a 562 equipos (-6,3%; -37). En contraste, los países de la OPEP aumentaron su actividad de 326 a 393 equipos (+20,4%; +66).

En lo corrido de 2026, entre enero y marzo, la actividad global promedió 1.832 taladros, lo que representa una disminución de 69 equipos (-3,6%)

frente al mismo periodo de 2025, cuando el promedio se ubicó en 1.901 equipos.

A nivel regional, los países de la OPEP continuaron mostrando niveles de actividad superiores, con un promedio de 511 equipos en el primer trimestre de 2026, frente a 325 equipos en el mismo periodo de 2025 (+57,0%; +185). Por su parte, Estados Unidos disminuyó 39 taladros (549 equipos vs. 588 equipos; -6,7%), mientras que el grupo de “No Opep” registró un aumento, pasando de 325 equipos en el primer trimestre de 2025 a 511 equipos en 2026 (+2,5%; 12,7).



Fuente: [Baker Hughes](#), cálculos Campetrol

Notas de interés # 1

Producción de petróleo: principales productores de América Latina (2025)

En 2025, la producción de hidrocarburos en los países analizados de la región muestra dinámicas diversas, en un contexto marcado por el desarrollo de proyectos offshore y recursos no convencionales.

Brasil se posicionó como el principal productor del grupo con 3.765 KBPD en 2025, un nivel que equivale a más de cinco veces la producción de Colombia (746 KBPD). Este diferencial está asociado al desarrollo de proyectos offshore en el presal, que han permitido incluso superar los 4 millones de barriles por día en algunos meses.

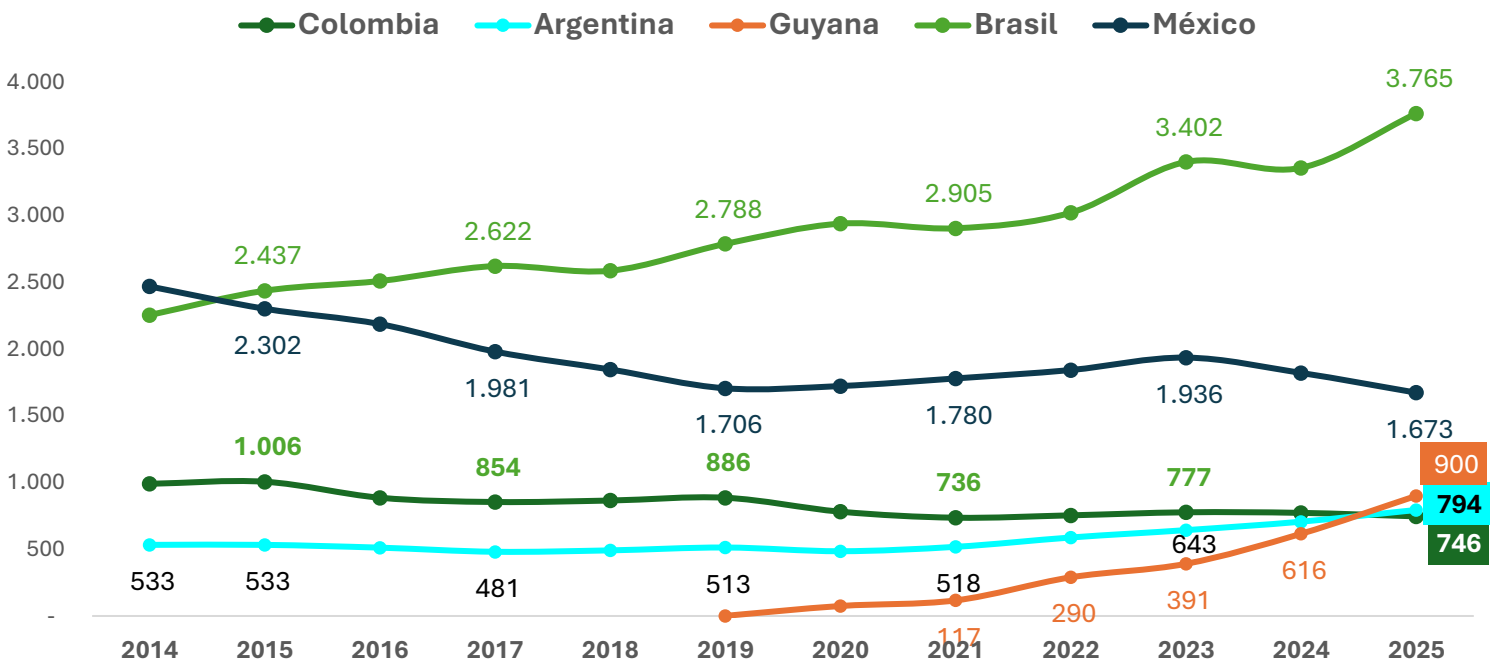
Guyana alcanzó 900 KBPD al cierre de 2025, ubicándose también por encima de Colombia. En términos comparativos, su producción representa cerca de 1,2 veces la producción colombiana, impulsada por la entrada en operación de desarrollos costa afuera.

Argentina registró una producción de 794 KBPD en 2025, superando a Colombia en un 6%. Este desempeño está asociado al desarrollo de yacimientos no convencionales, que aportan el 67% del petróleo y el 65% del gas.

México, por su parte, alcanzó 1.673 KBPD, más del doble de la producción de Colombia, a pesar de los retos asociados a la madurez de sus campos. En paralelo, se observa una reactivación del interés en recursos no convencionales como parte de su estrategia.

En conjunto, el comparativo muestra que Colombia mantiene una posición relevante en la región, con potencial de crecimiento, en un contexto donde el desarrollo de proyectos offshore y de recursos no convencionales ha impulsado la expansión de la producción en otros países.

Producción de petróleo (KBPD)



Fuente: ANH, ANP. Secretaría de Energía de Argentina, Gobierno de México, Gobierno de Guyana. Análisis CAMPETROL.

Notas de interés #2

Oriente Medio en el mapa energético mundial

Los países del Golfo Pérsico —Arabia Saudita, Irak, Irán, Emiratos Árabes Unidos y Kuwait— produjeron en conjunto aproximadamente 22,4 millones de barriles por día (MBPD) durante 2025, cifra equivalente al 21% de la producción mundial, estimada en 106,1 MBPD. Esta concentración de oferta en una región geográficamente acotada convierte a Oriente Medio en un actor estructural del mercado petrolero global, con una influencia que trasciende las decisiones de la OPEP+ y se extiende a la configuración física de las rutas de suministro.

El Estrecho de Ormuz, ubicado entre Omán e Irán, es el punto de tránsito más crítico del sistema energético mundial. Durante el primer semestre de 2025, por este corredor circularon en promedio 20,9 MBPD de petróleo y derivados, el equivalente al 20% del consumo global de líquidos y al 25% del comercio marítimo internacional de crudo. A ello se suma que más del 20% del comercio mundial de gas natural licuado (GNL) transita por el mismo estrecho, en su mayoría proveniente de Qatar con destino a los mercados asiáticos. Las infraestructuras alternativas —principalmente los oleoductos de Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos— ofrecen una capacidad combinada de apenas 4,7 MBPD, una fracción del volumen que habitualmente circula por la vía marítima.

El Estrecho de Bab el-Mandeb, que conecta el Mar Rojo con el Golfo de Adén, constituye la puerta de entrada al Canal de Suez y la ruta natural del crudo del Golfo hacia Europa. Su exposición quedó expuesta a partir de finales de 2023, cuando los ataques de milicias hutíes sobre embarcaciones comerciales en el Mar Rojo llevaron a numerosos operadores a desviar sus rutas por el Cabo de Buena Esperanza, incrementando costos y tiempos

de tránsito. Como resultado, los flujos de petróleo y derivados a través del Canal de Suez y el Bab el-Mandeb se redujeron aproximadamente a la mitad en comparación con los niveles de 2023, reflejando el impacto que una perturbación sostenida en esta ruta puede tener sobre el comercio energético global.

Oriente Medio no es únicamente una región petrolera. La producción de gas natural en la zona creció un 20% entre 2018 y 2024, y se proyecta una expansión adicional superior al 20% hacia 2030. Qatar, cuya infraestructura de licuefacción transita por el Estrecho de Ormuz, se perfila como el segundo exportador mundial de GNL, con un crecimiento proyectado en sus exportaciones superior al 55% para el mismo periodo. Arabia Saudita, por su parte, avanza en una estrategia de sustitución del petróleo por gas en su matriz eléctrica e industrial, con proyectos que buscan incrementar su producción gasífera en más de 40 bcm para 2030.

La concentración de infraestructura crítica, volúmenes de producción y rutas de tránsito en una zona geográficamente acotada hace que la estabilidad de Oriente Medio sea una variable con incidencia directa sobre el mercado energético global. Cualquier alteración en los flujos —independientemente de su causa o duración— tiene capacidad de transmitirse rápidamente a los precios internacionales, dado el limitado margen de respuesta que ofrecen las rutas alternativas. En ese sentido, la región no solo define una parte sustancial de la oferta mundial de energía, sino que concentra los principales puntos de riesgo geopolítico con potencial de afectar el suministro a escala global.

Fuente: [EIA](#), [IEA](#)

Notas de interés # 3

Mercado global de GNL 2026

Evolución reciente del mercado

El mercado global de gas natural licuado (GNL) presenta cambios relevantes asociados a eventos recientes en Medio Oriente, los cuales han incidido en la dinámica de oferta, precios y comercio internacional.

Oferta y disrupciones en el suministro

El cierre del Estrecho de Ormuz ha implicado la interrupción temporal de GNL, equivalentes a cerca del 20% del suministro global.

En este contexto, la producción global de LNG registró una disminución cercana al 8% interanual en marzo de 2026, asociada a menores exportaciones desde Qatar y Emiratos Árabes Unidos.

Precios del gas natural

Al cierre de 2025, los precios internacionales del gas natural se ubicaban en:

- Asia (JKM): ~USD 11–12/MBtu
- Europa (TTF): ~USD 11–12/MBtu

En contraste, tras las disrupciones en el suministro observadas en marzo de 2026, los precios se ubicaron en:

- Europa (TTF): ~USD 18/MBtu
- Asia (JKM): ~USD 20–21/MBtu

Fuente: Agencia Internacional de la Energía (IEA), *Gas 2025: análisis y proyecciones del mercado global de gas hasta 2030*.

Demanda y ajustes del mercado

La evolución de los precios y la disponibilidad de suministro ha incidido en los patrones de consumo de gas natural. En varios mercados, especialmente en Asia, se han implementado medidas como

- sustitución de combustibles
- ajustes en la demanda de sectores industriales
- priorización del consumo en segmentos regulados
- En Europa, las importaciones de GNL alcanzaron niveles elevados durante el invierno 2025-2026, compensando menores flujos de gas por gasoducto.

Perspectivas de mediano plazo

El conflicto en Medio Oriente ya ha provocado la pérdida de alrededor de 120 bcm de suministro acumulado de GNL para el periodo 2026–2030, considerando el efecto combinado de las disrupciones de corto plazo y las implicaciones de mediano plazo sobre la oferta.

Las pérdidas derivadas de este conflicto representan aproximadamente el 15% del suministro global de GNL esperado para el periodo 2026–2030.

Cierre

En este contexto, el GNL se consolida como un componente relevante de la seguridad energética global y de la capacidad del sistema energético de adaptarse a variaciones en la oferta, la demanda y condiciones del mercado.



Buque carguero
Fuente: Ecopetrol

campetrol.org

Capítulo 2

Contexto económico nacional

Crecimiento económico de la industria O&G

Durante 2025, la economía nacional se expandió un 2,6%, mientras el sector de hidrocarburos tuvo una contracción del 3,1% en este período, acumulando dos años consecutivos de caídas. El sector está compuesto por las actividades de extracción de petróleo y de gas natural, las cuales tuvieron una caída del 4,3%, y por las actividades de refinación, con una contracción del 0,3% en 2025.

En el período 2022 – 2025, la economía nacional ha crecido un 5,1%, en paralelo el sector de hidrocarburos se ha contraído un 1,3%. Esta contracción obedece a una caída del 2,8% en las actividades de extracción de petróleo y gas junto a un crecimiento del 2,0% en las actividades de refinación.

Durante el cuarto trimestre de 2025, el sector de hidrocarburos presentó una contracción del 1,2%. Por tipo de segmento, las actividades de extracción de petróleo y de gas acumularon siete trimestres seguidos de variaciones negativas, cayendo un 2,9% en el cuarto trimestre de 2025, mientras que las actividades de coquización y refinación registraron por segundo trimestre consecutivo un resultado positivo, con un crecimiento del 2,9%.

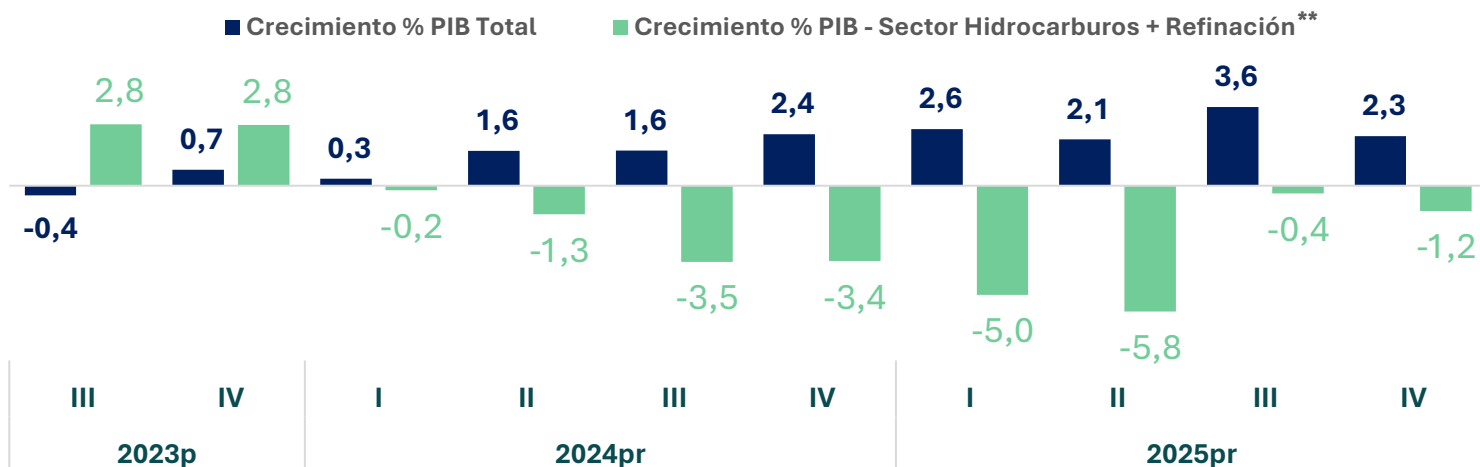
Respecto a los niveles de producción, en 2025, la producción fiscalizada de petróleo se ubicó en 746,5 KBPD, lo que implicó una variación de -3,4% equivalentes a (-26 KBPD), en paralelo, el gas comercializado alcanzó los 794,2 MPCD cifra un 17,1% inferior a la registrada en 2024 (-164,2 MPCD)

El precio del crudo Brent cayó de \$80,5 USD/Bl en 2024 a \$69,1 USD/Bl en 2025, lo que representa una disminución de \$11,4 USD/Bl (-14,2%). Esta evolución de los precios afectó la rentabilidad y las finanzas de las empresas del sector petrolero.

El desempeño del PIB en 2025 estuvo impulsado principalmente por tres sectores económicos:

- Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas; transporte y almacenamiento: creció 4,6%, contribuyendo con 0,9 puntos porcentuales a la variación anual.
- Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria; educación: crecieron 4,5%, contribuyendo con 0,8 puntos porcentuales.
- Actividades artísticas de entretenimiento y recreación: creció un 9,9% contribuyendo con 0,4 puntos porcentuales a la variación anual.

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.

Al analizar el PIB de cada hidrocarburo de manera separada en la subcuenta de extracción de petróleo y gas, la extracción de petróleo crudo registró variaciones anuales negativas en los cuatro trimestres de 2025 (entre -1,0% y -6,4%). En el cuarto trimestre de 2025, el PIB asociado a la producción de petróleo se contrajo 2,2%, una variación 0,7 p.p. superior a la registrada en el mismo trimestre de 2024, cuando fue de -2,9%. La contracción del cuarto trimestre de 2025 se sumó a los cinco trimestres consecutivos previos en terreno negativo.

En el caso del PIB de gas natural, en 2025 las variaciones anuales se ubicaron entre -15,9% y -20,0%, con un registro de -19,7% en el cuarto trimestre. Este resultado fue 8,0 p.p. inferior al registrado en igual trimestre de 2024. Con ello, el gas acumuló ocho trimestres consecutivos de caídas; si se excluye el cuarto trimestre de 2023 (cuando se observó un crecimiento de 0,1%), la tendencia negativa se extiende a trece trimestres consecutivos.

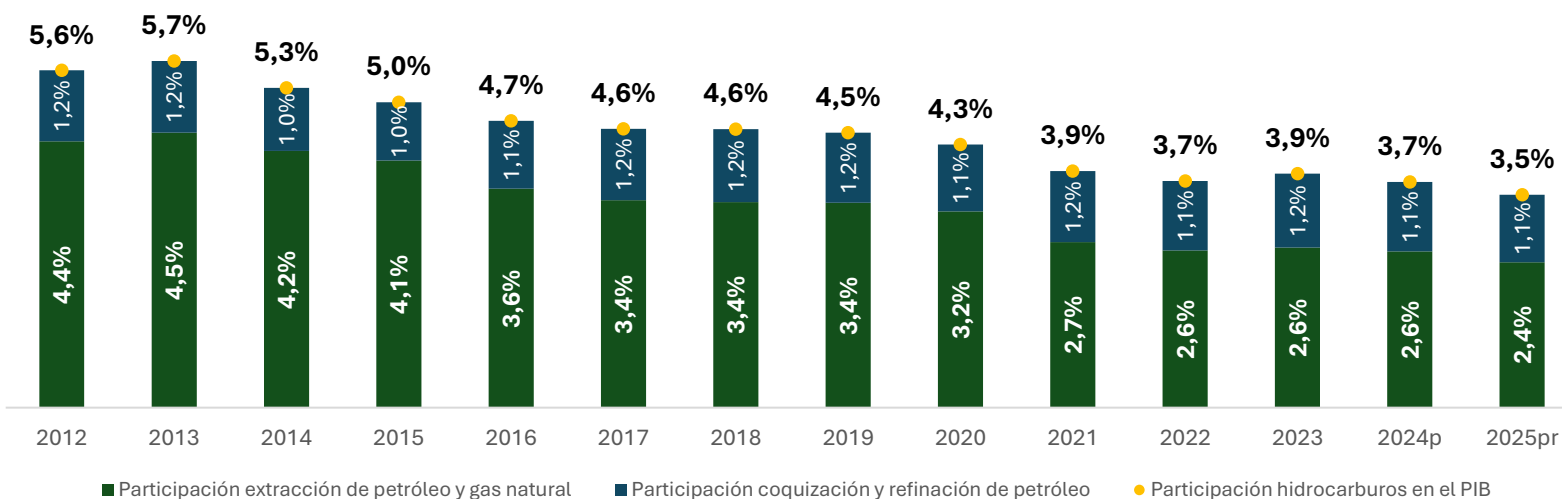
Por otra parte, en 2025, el sector de hidrocarburos representó el 3,5% del PIB nacional. De este porcentaje, las actividades de extracción de petróleo y de gas natural representaron el 2,4% mientras que las actividades de coquización y refinación representaron el 1,1% restante.

La participación del sector hidrocarburos ha venido reduciéndose de manera persistente desde el 5,7% alcanzado en 2013. Al detallar la evolución, se encuentra que el sector de coquización y refinación ha mantenido un peso relativamente estable ubicándose entre 1,0% y 1,2%. Esto implica que la pérdida de peso relativo se ha dado en las actividades de extracción de petróleo y gas natural, las cuales han reducido su participación en la mitad, al pasar de representar un 4,5% del PIB en 2013 al 2,4% de 2025.

Durante 2025, el sector hidrocarburos consolidó una tendencia contractiva desvinculada del desempeño positivo nacional. Esta dinámica, explicada por la menor extracción de crudo y gas, redujo el peso relativo de la industria en el PIB, limitando su aporte a exportaciones y regalías. El descenso productivo, sumado a la moderación de precios internacionales, subraya los desafíos de competitividad para sostener la estabilidad fiscal y regional.

De cara a 2026, la recuperación dependerá de la mitigación de los riesgos operacionales y de señales claras que incentiven la actividad exploratoria. En un escenario marcado por el ciclo electoral, la confianza de los inversionistas estará sujeta a la estabilidad de la política pública y a una hoja de ruta que integre la operatividad del sector con los objetivos de la transición energética.

Participación del Sector Hidrocarburos en el PIB



Fuente: Cuentas Nacionales DANE, cálculos CAMPETROL.
 Datos ajustados por efecto estacional y calendario

Exportaciones de petróleo y sus derivados

Durante 2025, según el DANE, las exportaciones totales de Colombia alcanzaron \$50.201 millones de dólares (MUSD) FOB, con un crecimiento del 1,3% frente a 2024. De este total, \$12.481 MUSD correspondieron a petróleo y sus derivados, equivalentes al 24,9% de las ventas externas del país, reafirmando el papel del sector como uno de sus principales pilares.

En ese contexto, las exportaciones de petróleo registraron una caída interanual de 17,0%, en contraste con el comportamiento del agregado de exportaciones, que mostró relativa estabilidad en el mismo periodo.

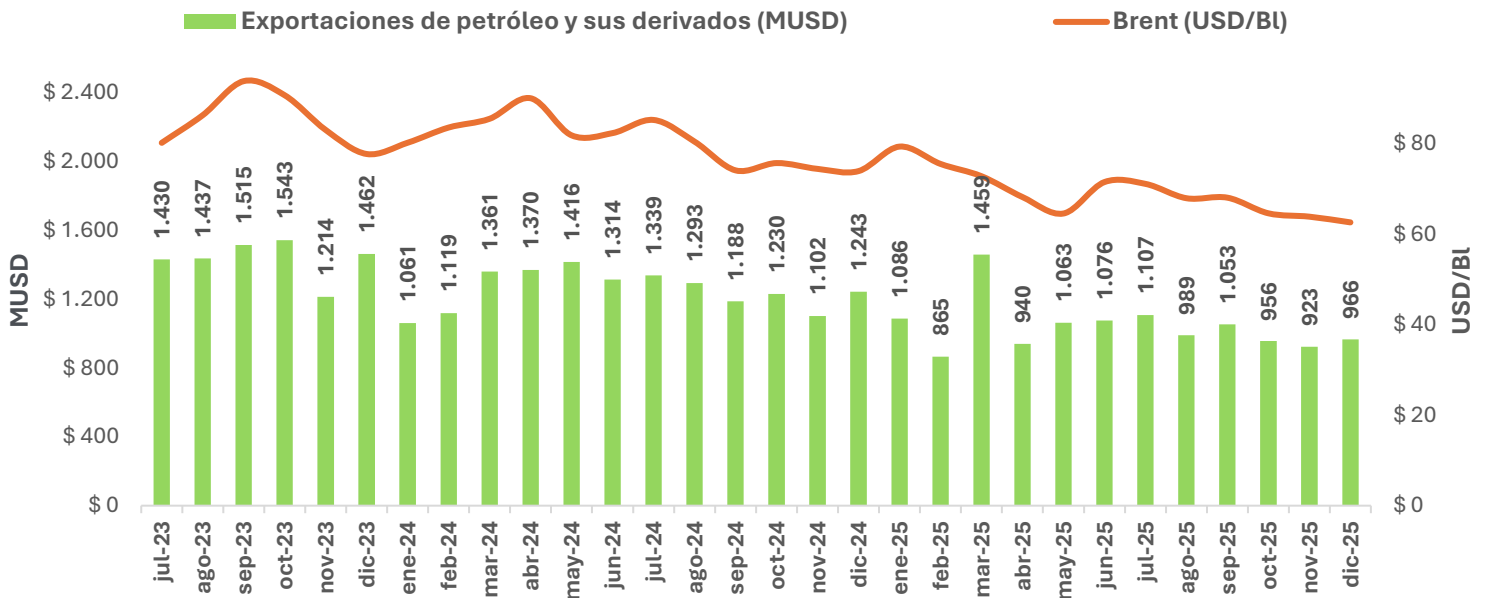
Esta disminución obedeció a dos factores: la reducción en los volúmenes exportados, que pasaron de 477 KBPD en 2024 a 440 KBPD en 2025, una caída de 37 KBPD (-7,7%); y el comportamiento de los precios internacionales, con el crudo Brent cayendo de \$80,5 USD/Bl en 2024 a \$69,1 USD/Bl en 2025, una disminución de \$11,4 USD/Bl (14,2%).

Para complementar el análisis conviene examinar el precio del barril en pesos, variable que incide en la rentabilidad del sector y en las decisiones de inversión, y que depende del precio internacional del crudo (Brent) y la tasa de cambio (TRM).

En 2025, el precio del barril en pesos registró una disminución de 14,7% frente a 2024, explicada principalmente por la caída del Brent, que pasó de \$80,5 USD/Bl en 2024 a \$69,1 USD/Bl en 2025, una reducción de \$11,52 USD/Bl (-14,3%). La TRM tuvo un efecto marginal: pasó de \$4.073,75 COP/USD en 2024 a \$4.052,89 COP/USD en 2025, una apreciación de \$20,86 COP/USD (-0,5%). El choque correspondió, por tanto, a precios internacionales y no a un ajuste cambiario.

En la medida en que el precio del barril en pesos recupere niveles que mejoren los márgenes de operación, se generarían condiciones más favorables para la inversión y la recuperación de los niveles de producción y exportación.

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 2025, la Inversión Extranjera Directa (IED) en Colombia se ubicó en \$11.469 MUSD, lo que representa una disminución del 16,2% frente a 2024 (-\$2.215 MUSD).

Esta reducción se explicó por la contracción de la IED dirigida a sectores diferentes al petrolero, que totalizó \$8.971 MUSD y fue 22,8% inferior a la de 2024 (-\$2.647 MUSD). Por su parte, la IED destinada al sector petrolero alcanzó \$2.498 MUSD, equivalente a un incremento del 20,9% frente a 2024 (+\$432 MUSD), cuando registró \$2.066 MUSD. Este crecimiento es relevante en un contexto de menores precios del Brent (-14,7% en 2025) y una TRM que se mantuvo estable en el año.

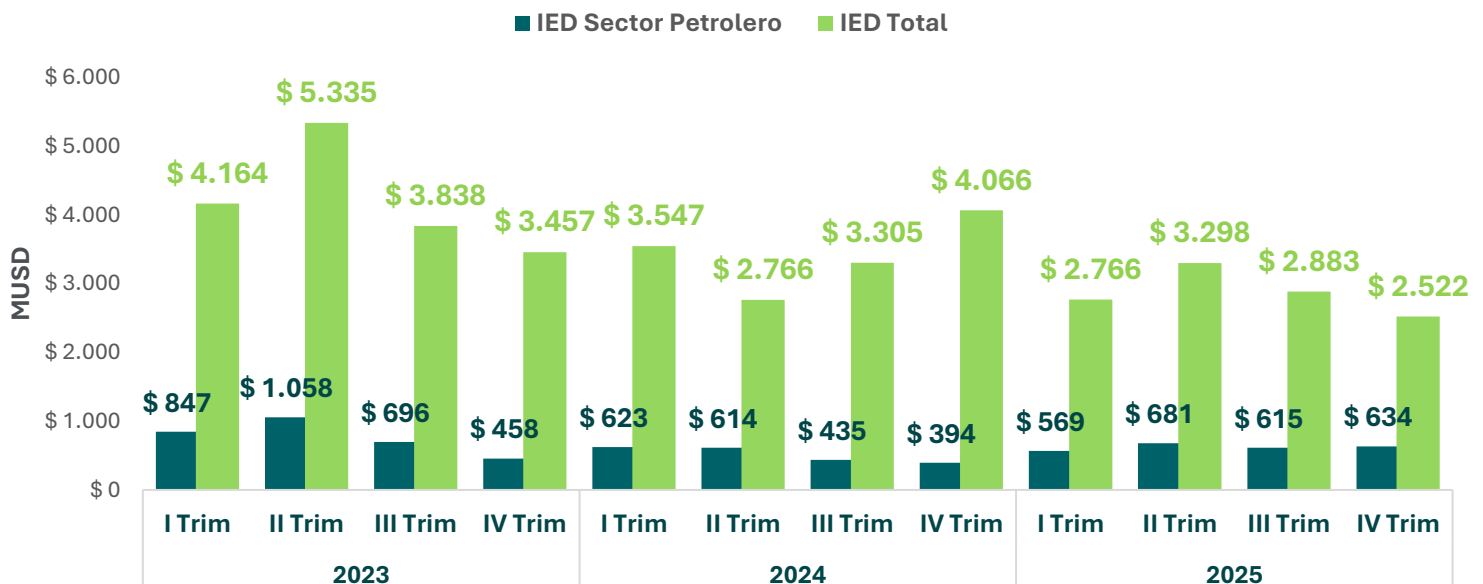
De acuerdo con las proyecciones de la ACP, la inversión total en E&P habría crecido 8% en 2025, al alcanzar \$4.680 MUSD, es decir, \$350 MUSD más que los \$4.330 MUSD de 2024. Estas cifras no son directamente comparables con la IED del Banco de la República, que registra únicamente inversión proveniente del exterior; sin embargo, ambas lecturas son consistentes al mostrar un aumento.

Según la ACP, el crecimiento se habría explicado por la inversión destinada a producción, que habría aumentado 15% hasta \$3.940 MUSD, mientras que la inversión en exploración se habría contraído 18% y se habría ubicado en \$740 MUSD; de este monto, cerca del 80% correspondería a compromisos contractuales, más que a inversión voluntaria.

En 2025, la participación de la IED petrolera en el total fue 21,8%, el nivel más alto desde 2019 y el mayor del período posterior a la pandemia; este resultado se ubica por encima del promedio de los últimos 14 años (21,5%), aunque permanece por debajo de participaciones observadas en años prepandemia.

En términos absolutos, se ubicó por debajo del promedio de los años recientes excluyendo 2020–2021 (\$3.261 MUSD) y se encuentra un 54,2% por debajo del máximo histórico registrado en 2012 (-\$2,953 MUSD), es decir que, a pesar de la recuperación de 2025, la IED petrolera se mantiene por debajo no sólo de su máximo histórico sino de su promedio reciente.

Inversión Extranjera Directa



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

Regalías generadas por el sector de hidrocarburos

Durante 2025, las regalías causadas por la explotación de hidrocarburos ascendieron a \$8,5 billones de pesos, registrando un incremento del 5,1% frente a 2024, cuando se causaron \$8,1 billones (\$409MM). El resultado se ubicó 8,3% por encima del promedio 2020-2024 (\$7,8 billones), una diferencia equivalente a \$650 MM.

Este resultado corresponde al cuarto registro más alto de la serie histórica, superado únicamente por 2022 (\$11,2 billones), 2023 (\$9,0 billones) y 2012 (\$8,6 billones). Adicionalmente, el dato de 2025 interrumpe la tendencia descendente observada desde el pico de 2022: \$11,2B seguido por \$9,0B en 2023 y \$8,1B en 2024. El resultado de \$8,5B alcanzado en 2025 sigue siendo un 24,2% inferior a ese máximo histórico de 2022.

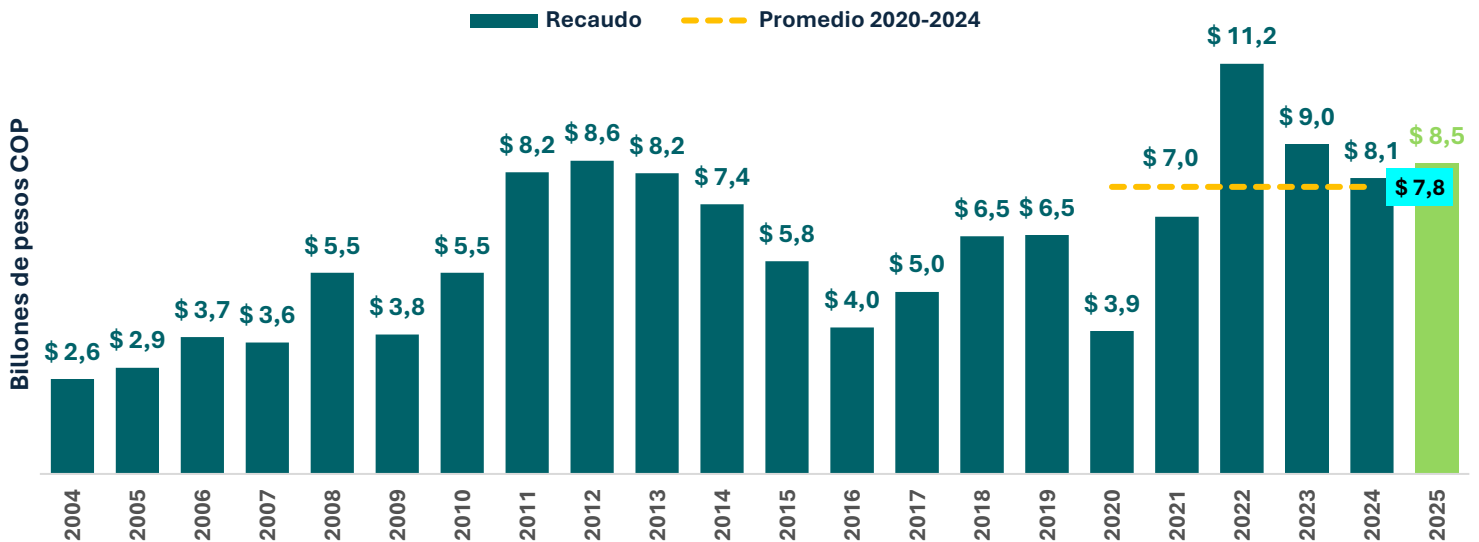
Las regalías son una contraprestación económica que recibe el Estado por la explotación de recursos naturales no renovables, calculada como un porcentaje del valor de la producción de petróleo y gas.

Por su estructura, el recaudo está directamente determinado por dos variables: los volúmenes producidos y el precio internacional del crudo. Una caída en cualquiera de ellas se traduce, de manera directa, en menores transferencias al sistema general de regalías.

Esto resulta relevante dado que las regalías constituyen una fuente de financiamiento fundamental para los departamentos y municipios del país, particularmente para aquellos con menores capacidades fiscales propias.

A través del Sistema General de Regalías, estos recursos se distribuyen y orientan hacia inversión en infraestructura, educación, salud y proyectos de desarrollo regional, por lo que la sostenibilidad del recaudo tiene implicaciones directas sobre la capacidad de inversión pública territorial. En este sentido, la trayectoria de la producción de hidrocarburos no es solo un indicador sectorial, sino una variable con incidencia directa en el financiamiento del desarrollo regional del país.

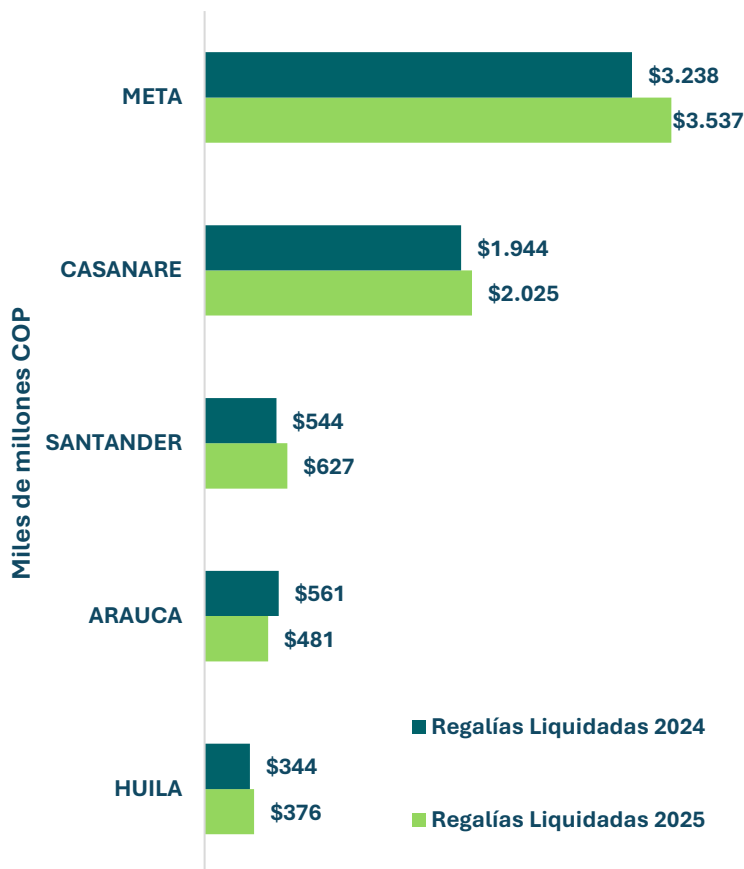
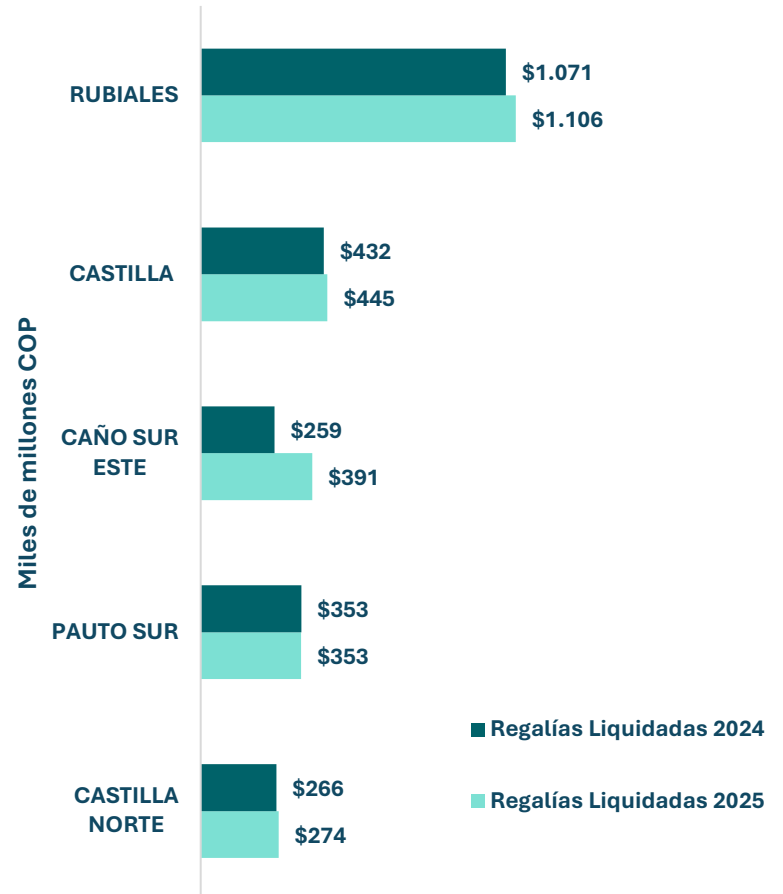
Regalías causadas por explotación de hidrocarburos



Fuente: ANH – Solar, cálculos CAMPETROL.

A nivel general, durante 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 83,0% equivalente a \$7,0 billones de pesos. De estos cinco departamentos sólo Arauca registró un descenso frente al año anterior (-14%;-\$80 MM COP). Por el contrario, Meta (9,2%; \$298 MM COP), Casanare (4,2%;\$81 MMCOP), Santander (15,3% \$83 MMCOP) y Huila (9,4%; 32 MMCOP), presentaron crecimientos.

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 en conjunto ascendió al 30,3% del total. El campo Caño Sur Este evidenció un incremento en el valor de regalías causadas del 50,8% en relación con el año anterior, los campos de Rubiales (3,2%), Castilla (3,0%) y Castilla Norte (3,0%) también presentaron incrementos; por el contrario, Pauto Sur fue el único de los cinco que experimentó un descenso (-0,1%).

Regalías liquidadas - Top 5 departamentos

Regalías liquidadas - Top 5 campos


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

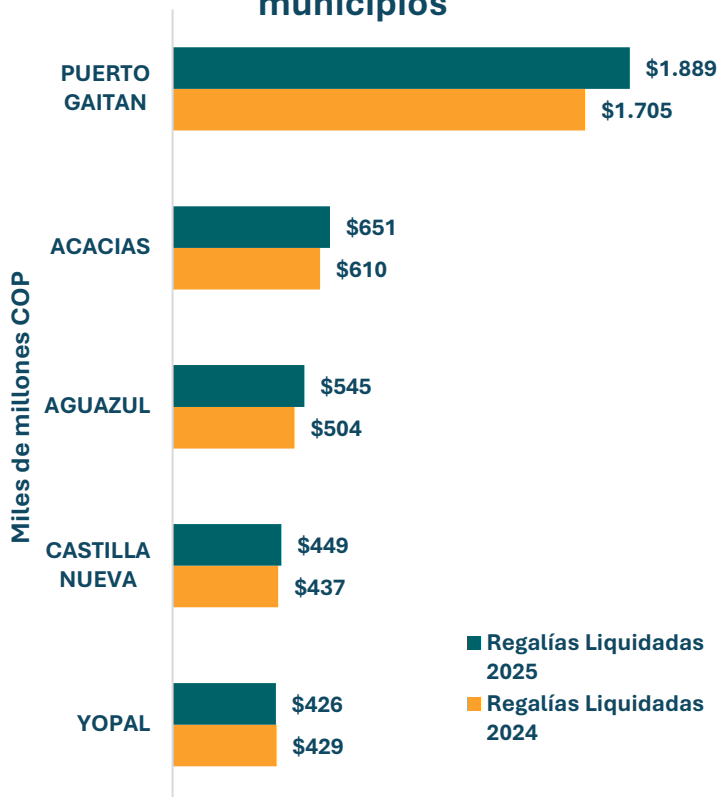
A lo largo de 2025 los municipios que más aportaron en el valor de las regalías causadas por la explotación de hidrocarburos fueron: Puerto Gaitán, Acacias, Aguazul, Castilla Nueva y Yopal, cuya participación en el monto total liquidado fue del 46,6% (\$4,0 billones de pesos). Exceptuando a Yopal que presentó un retroceso del 0,6%, todos los municipios registraron incrementos, siendo Puerto Gaitán el que tuvo el mayor incremento (10,8%).

Por tipo de hidrocarburo, el petróleo y el gas evidenciaron un incremento del 4,3% y 9,8%, respectivamente, en relación con 2024.

En términos absolutos, el petróleo pasó de \$6.944MM COP a \$7.242MM COP (\$298MM COP), mientras que el gas pasó de \$1.137MM COP a \$1.248MM (\$111MM COP).

Se destaca la participación del 85,3% del petróleo en el valor liquidado total de regalías. No obstante, el gas, aunque minoritario en términos de participación (14,1%), registró un ritmo de crecimiento que más que duplicó al del petróleo, lo que refleja una dinámica de expansión relevante dentro de la composición del recaudo por tipo de hidrocarburo.

Regalías liquidadas - Top 5 municipios

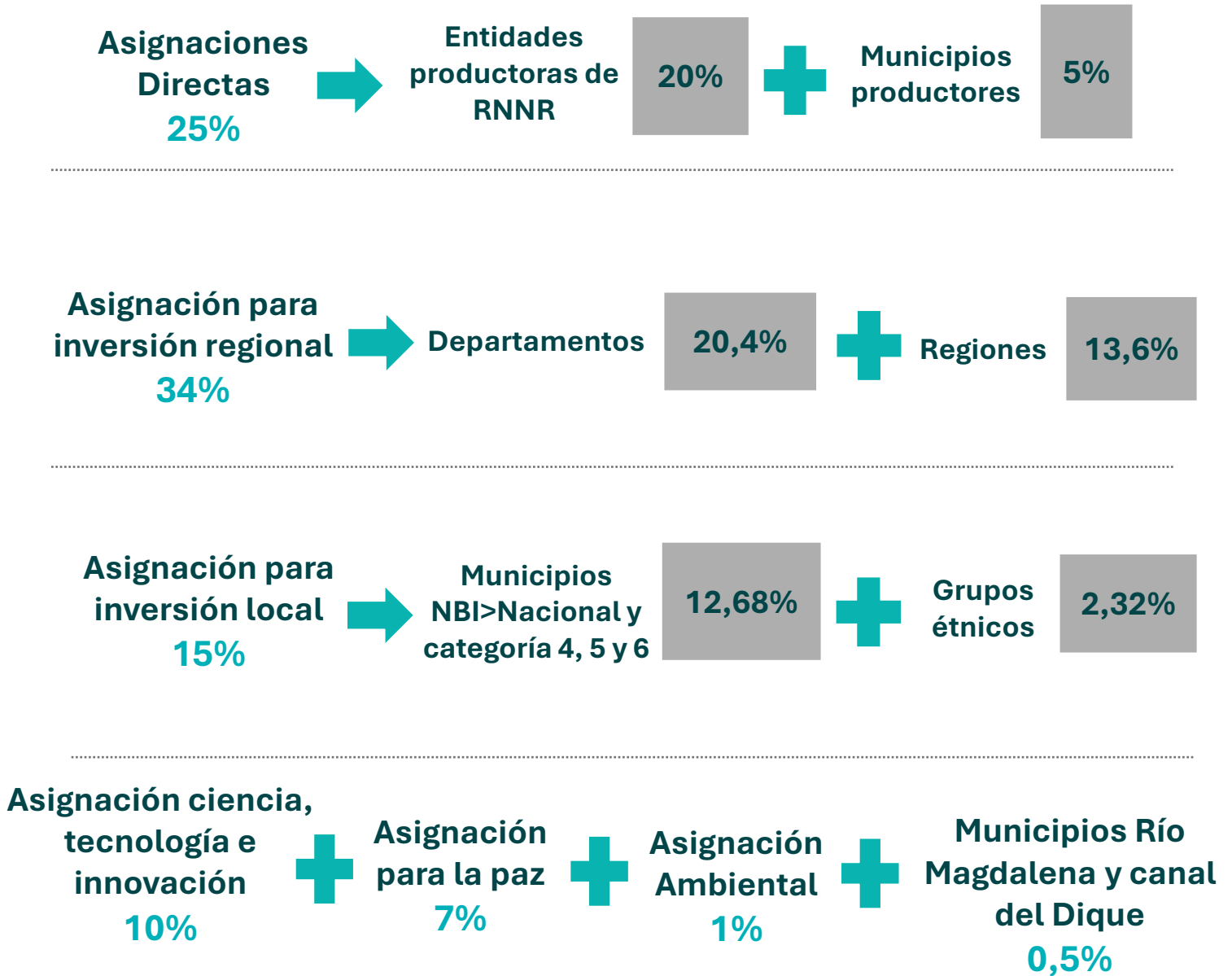


Regalías liquidadas – Tipo de hidrocarburo



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

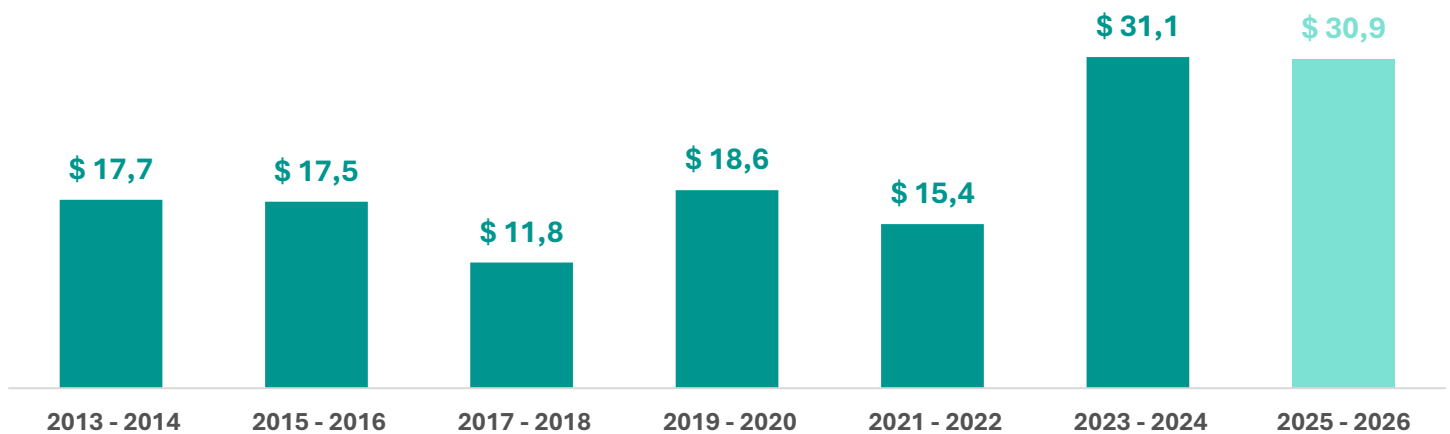
Fuente: Departamento Nacional de Planeación

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 #1: ¿Adónde van las tasas en 2026?

Entre 2020 y 2021, en respuesta a la contracción económica generada por la pandemia, el Banco de la República redujo su tasa de intervención hasta el 1,75%, su nivel más bajo en el periodo analizado. Esta decisión buscó estimular el crédito y sostener la actividad económica en un entorno de alta incertidumbre. En ese contexto, el IPC se mantuvo igualmente contenido, llegando a 1% en noviembre de 2020, con ambas variables convergiendo en el piso del rango meta del Banco, que oscila entre el 2% y el 4%. Este rango representa el nivel de inflación que el Banco considera óptimo para el funcionamiento de la economía: lo suficientemente bajo para no erosionar el poder adquisitivo de los hogares, y lo suficientemente alto para evitar una deflación que desestime el consumo y la inversión.” y corresponde a las líneas punteadas en el gráfico.

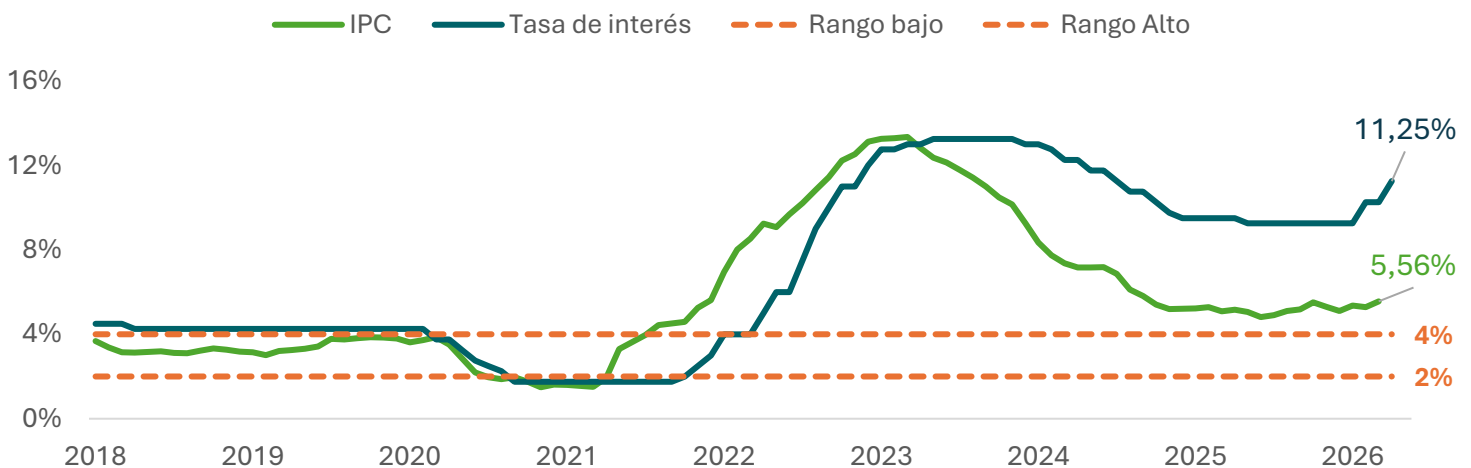
A partir de 2022, el IPC inició una escalada sostenida impulsada por presiones de oferta y demanda a nivel global, entre ellas el alza en los precios de los alimentos y la energía derivada del conflicto en Ucrania, así como los efectos rezagados de los estímulos monetarios aplicados durante la pandemia.

El indicador alcanzó un máximo de 13% en los primeros meses de 2023. En respuesta, el Banco de la República ejecutó un ciclo de ajuste monetario agresivo, elevando su tasa de intervención desde el 2% hasta el 13%, nivel en el que permaneció durante varios meses con el objetivo de anclar las expectativas de inflación y moderar la demanda agregada.

Con las medidas surtiendo efecto, 2024 y 2025 estuvieron marcados por un ciclo de reducción gradual de tasas. Al cierre de 2025, el IPC se ubicó en 5% y la tasa de intervención en 9%, reflejando un avance significativo frente a los máximos de 2023. Sin embargo, ambas variables permanecen por encima del rango meta del Banco, que oscila entre el 2% y el 4%.

En el corrido de 2026, el IPC registró un repunte hasta el 5,56% en marzo, lo que llevó al Banco de la República a elevar su tasa de intervención hasta el 11,25% en abril, revirtiendo parcialmente el ciclo de reducción. Por lo tanto, no se esperan reducciones en las tasas hasta que la tasa de inflación revierta su tendencia y comience a acercarse al rango meta.

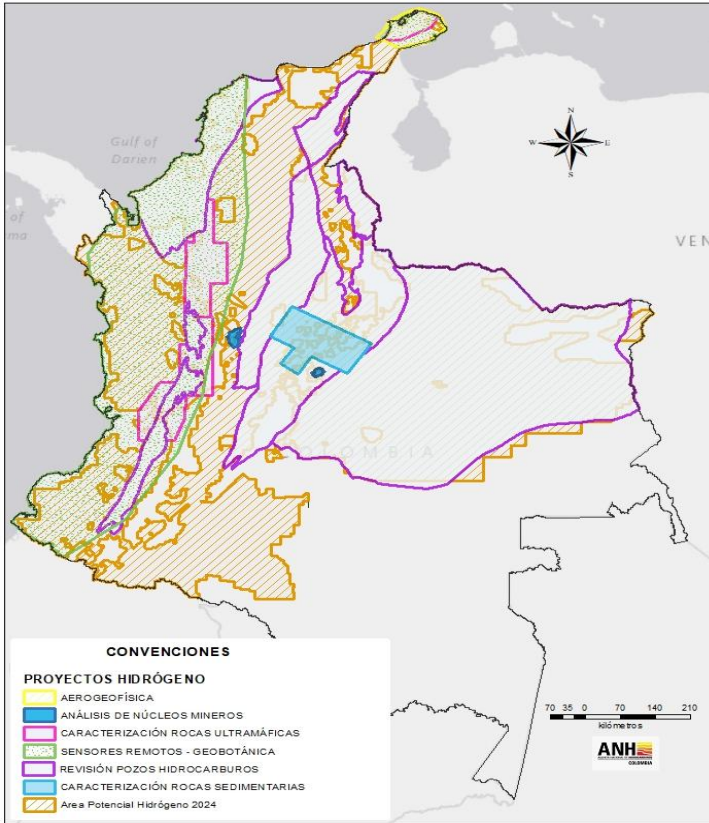
Evolución del IPC y de las tasas de interés



Fuente: [DANE](#), [Banco de la República](#)

Notas de interés # 4

Hidrógeno Geológico en Colombia



(Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2024)

El hidrógeno geológico, también denominado hidrógeno natural o blanco, corresponde a acumulaciones generadas in situ en el subsuelo a partir de procesos geoquímicos como la serpentinización de rocas ultramáficas, la radiólisis del agua, la desgasificación magmática y la maduración térmica de materia orgánica. En el caso colombiano, estos mecanismos han sido identificados en múltiples contextos geológicos, incluyendo la Cordillera Occidental, el Escudo Guayanés, el Batolito de Buga y cuencas sedimentarias con alto contenido orgánico.

Algunos desarrollos exploratorios han permitido identificar evidencias relevantes de acumulaciones de hidrógeno natural en el país. En la Cordillera Oriental, particularmente en los pozos Macanal-1X, Fόμεque-1X y Une-1X, se han documentado manifestaciones asociadas a sistemas sedimentarios con alto grado de madurez. En el caso del pozo Macanal-1X, se registraron concentraciones de hasta 36.110 ppm de hidrógeno a profundidades cercanas a 600 ft, mientras que en Fόμεque-1X se evidenció la presencia de hidrógeno libre asociado a lutitas carbonosas maduras.

De manera complementaria, en la cuenca Sinú–San Jacinto, los pozos San Rafael-1X/2X han reportado hidrógeno contenido en cherts y lutitas, en asociación con trazas de aceite y gas húmedo, lo

que sugiere un vínculo con procesos de generación ligados a la maduración térmica de materia orgánica en formaciones sedimentarias con alto contenido orgánico.

Estos avances han sido desarrollados en el marco de iniciativas como el Consorcio H₂ Natural (contrato 551) y el Consorcio San Rafael (contrato 553), orientadas a evaluar el potencial de este recurso en el subsuelo colombiano. En conjunto, estos resultados constituyen las primeras evidencias técnicas de hidrógeno geológico en el país y posicionan a Colombia como el primer país de América Latina en confirmar la presencia de hidrógeno natural en su subsuelo.



Fuente: Mapa de Colombia que muestra la ubicación de los pozos estratigráficos slim hole (contratos ANH 551 y 553-2024) y el límite de las cuencas sedimentarias. (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 03 de julio 2025).

Desde el punto de vista institucional, el país ha comenzado a estructurar un marco regulatorio específico para este recurso. El Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 (Ley 2294 de 2023) incorpora el hidrógeno blanco dentro de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCR), mientras que el Decreto 2235 de 2023 y la Resolución 135 de 2025 de la UPME establecen lineamientos para el acceso a incentivos tributarios y certificaciones requeridas para el desarrollo de proyectos. Adicionalmente, se encuentra en construcción una regulación específica orientada a la asignación de áreas y a la autorización de actividades de evaluación, exploración y explotación.

En términos de actividad exploratoria, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ha impulsado proyectos orientados a la caracterización del potencial de hidrógeno natural, incluyendo contratos como el 456 (evaluación de generación y almacenamiento de gases) y los contratos 551 y 553, que contemplan la perforación de pozos tipo

slim hole en las cuencas Cordillera Oriental y Sinú-San Jacinto, con el objetivo de validar la presencia, continuidad y condiciones de acumulación del recurso.

Desde la perspectiva técnica, el desarrollo del hidrógeno geológico presenta una alta compatibilidad con las capacidades existentes de la industria de hidrocarburos. Las actividades de exploración, perforación, caracterización de yacimientos y manejo de fluidos comparten fundamentos operativos con el petróleo y el gas, lo que permite aprovechar conocimiento, infraestructura y capital humano ya instalado en el sector.

En este contexto, el hidrógeno natural se configura como una nueva línea de desarrollo dentro del sistema energético, cuyo avance dependerá de la validación de su potencial a escala comercial, la consolidación de su marco regulatorio y la articulación con las capacidades técnicas de la industria.



Ya disponible

MAGAZINE

Edición no. 16

Participación especial:



Diego Pérez-Claramunt:
Más que energía: un compromiso que transforma vidas y ecosistemas.

Especial:



Invitado internacional:



Léalo ahora en
campetrol.org



o escaneando el código QR



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**.





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

campetrol.org

Capítulo 3

Industria nacional de O&G&E

Actividad Exploratoria, Sísmica y de Desarrollo

Durante el segundo semestre de 2025 se perforaron 21 pozos exploratorios, cifra igual a la del mismo periodo de 2024. En este lapso, el precio promedio del Brent se ubicó en 66,3 USD/Bl, con una disminución de 14,1% respecto al segundo semestre de 2024 (77,2 USD/Bl). No se registró adquisición de sísmica 2D, equivalente a una reducción de 294 km en comparación con igual periodo del año anterior.

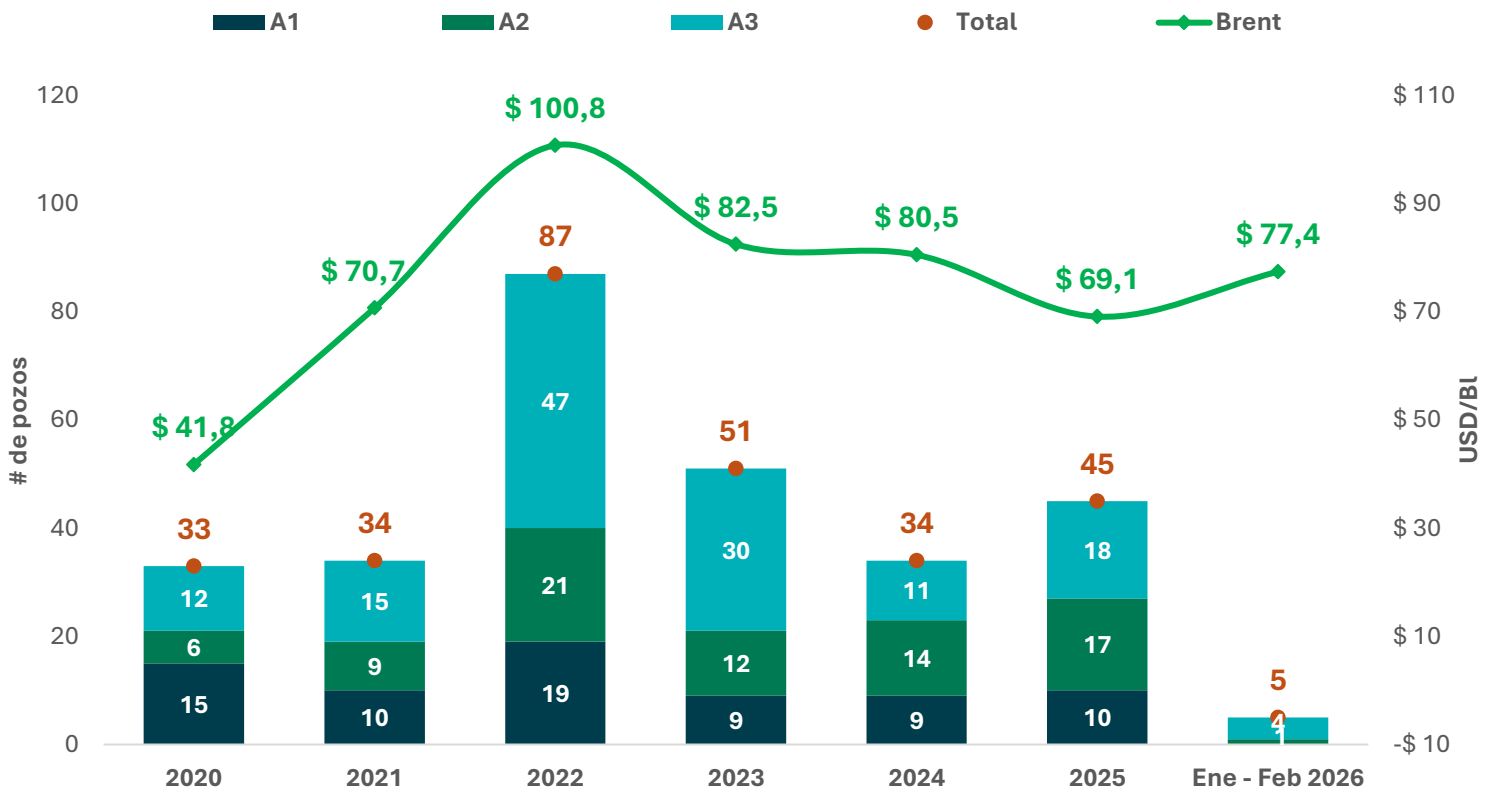
A nivel anual, en 2025 se perforaron 45 pozos exploratorios, lo que representa un aumento de 32,4% (+11 pozos) respecto a los 34 de 2024. Por categoría, 18 correspondieron a A3, 17 a A2 y 10 a A1. En sísmica, se adquirieron 740 km de 2D, una contracción de 73,7% en relación con los 2.811 km registrados el año previo.

En perspectiva histórica, al contrastar con 2022 (87 pozos exploratorios y 1.904 km de sísmica 2D), los

niveles de 2025 muestran variaciones de -48,3% (-42 pozos) en exploración y de -61,1% (-1.163,8 km) en sísmica. En conjunto, estos resultados permiten caracterizar una menor intensidad en la actividad exploratoria, tanto en la perforación como en la adquisición de información sísmica. La evolución de estos indicadores incide directamente en la generación de información geológica y en la incorporación de nuevos prospectos, variables clave para el seguimiento del ciclo exploratorio y la planeación de la actividad upstream en el mediano plazo.

Según la información más reciente, en el primer bimestre de 2026 se perforaron cinco pozos exploratorios, por debajo de los nueve observados en igual periodo de 2025 (-44,4%). El Brent promedió 77,4 USD/Bl y no se reportó adquisición de sísmica en este periodo.

Brent vs. Pozos exploratorios



Fuente: [ANH](#), cálculos CAMPETROL.

En cuanto a la actividad de desarrollo, durante el segundo semestre de 2025 se perforaron 273 pozos, lo que representa un incremento de 29,4% (+62 pozos) respecto a los 211 registrados en el mismo periodo de 2024. En este lapso, el precio promedio del Brent se ubicó en 66,3 USD/Bl, con una disminución de 14,1% en comparación con el segundo semestre del año anterior (77,2 USD/Bl).

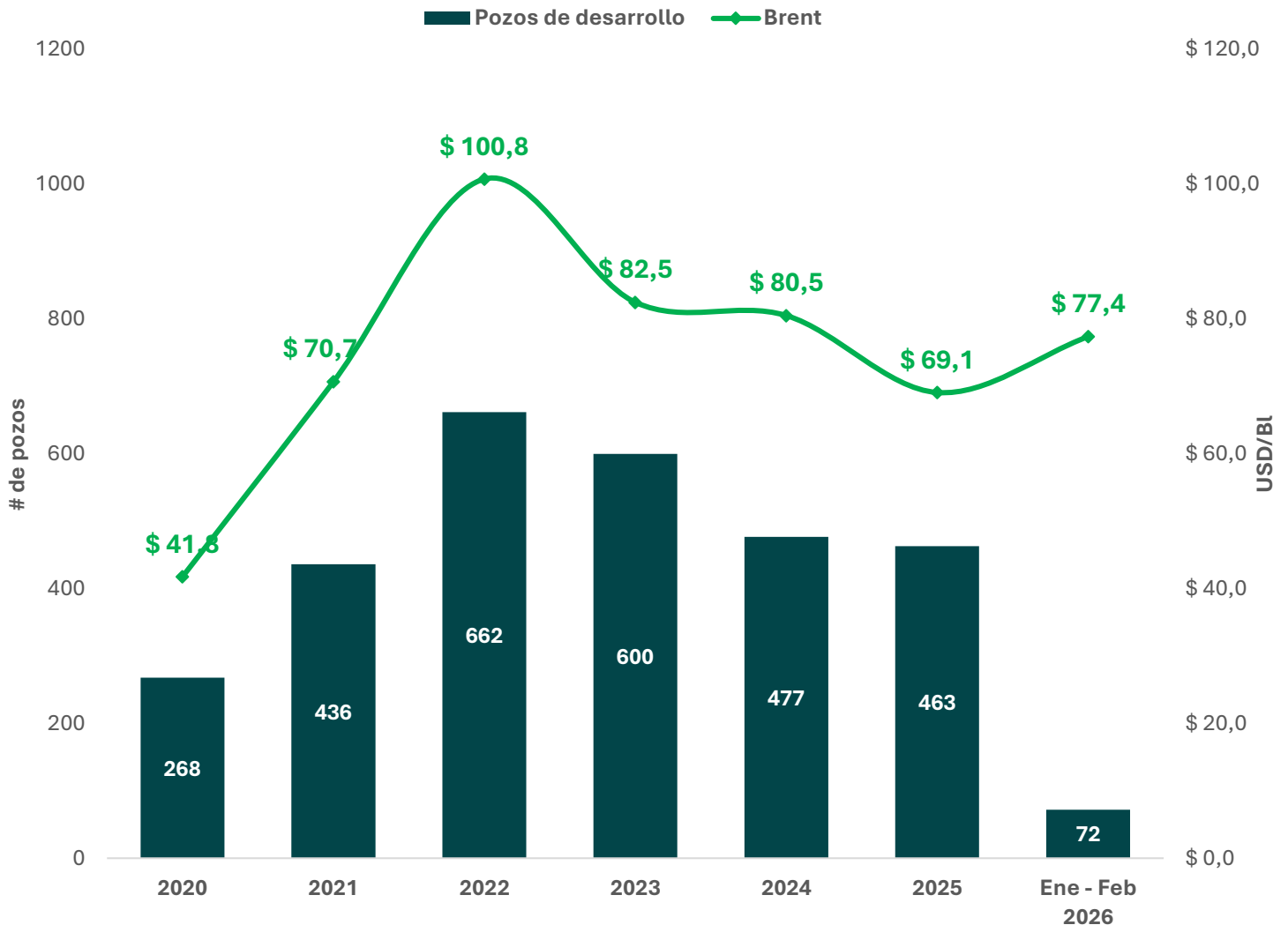
A nivel anual, en 2025 se perforaron 463 pozos de desarrollo, lo que representa una reducción de 2,9% (-14 pozos) respecto a los 477 registrados en 2024. En perspectiva histórica, los niveles de 2025 se ubican por debajo de los observados en 2022 (662 pozos), lo que equivale a una variación de -

30,1% (-199 pozos).

En el primer bimestre de 2026 (última información disponible), se perforaron 72 pozos de desarrollo, lo que representa un incremento de 18,0% frente a los 61 registrados en el mismo periodo de 2025. Durante este periodo, el Brent promedió 77,4 USD/Bl.

En este contexto, la actividad de perforación de pozos de desarrollo presenta una relación directa con las condiciones de precios del crudo, en la medida en que estos determinan la rentabilidad de los proyectos y la asignación de capital en campos en producción.

Brent vs. Pozos de desarrollo



Fuente: [ANH](#), cálculos CAMPETROL.

Petróleo

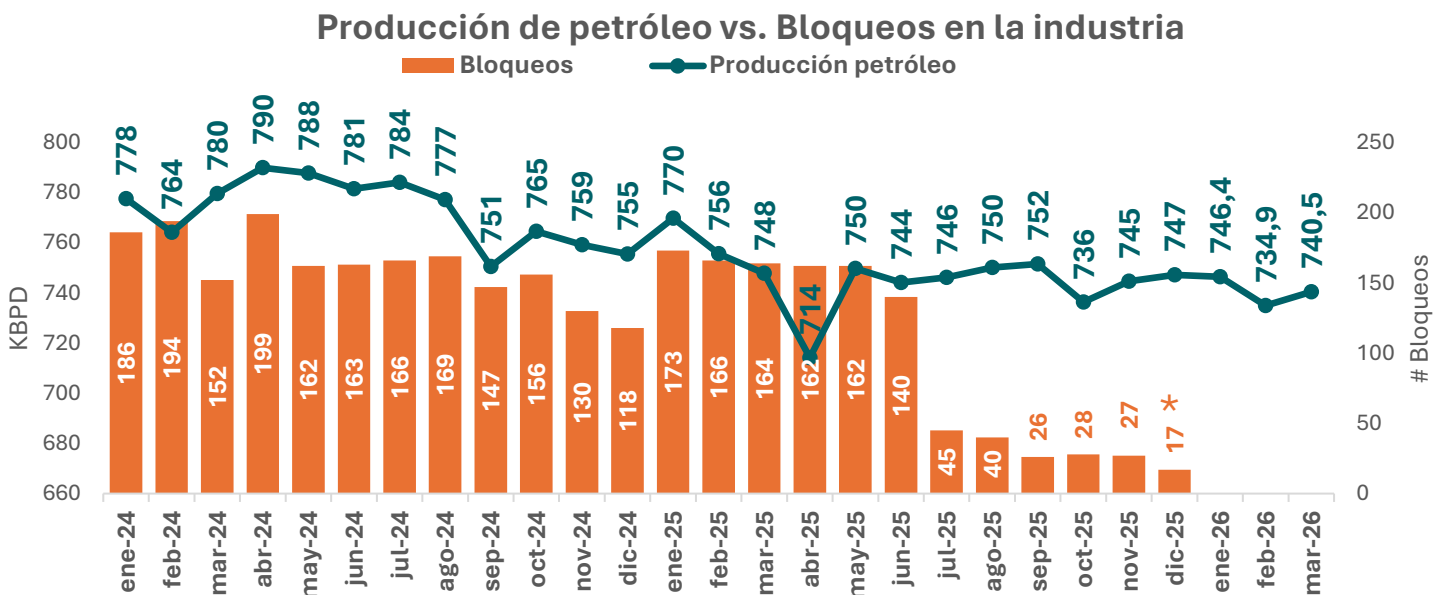
En el segundo semestre de 2025, la producción fiscalizada de petróleo promedió 746,0 KBPD, según la (ANH), lo que representa una disminución de 29,3 KBPD (-3,8%) frente al mismo periodo de 2024. En comparación con el primer semestre de 2025 (747,0 KBPD), la producción registró una variación de -1,0 KBPD (-0,1%). Durante este periodo, el máximo se registró en septiembre (751,6 KBPD) y el mínimo en octubre (736,3 KBPD), cerrando el año en 747,2 KBPD.

En el balance anual, la producción de petróleo en 2025 se ubicó en 746,5 KBPD, lo que representa una reducción de 26,2 KBPD (-3,4%) frente a 2024. Esta variación equivale a aproximadamente 9,6 millones de barriles en el año, y a una disminución aproximada de \$660 millones de dólares anuales en ingresos para la economía del país (cerca de 2,7 billones de pesos), calculados con un Brent promedio de \$69,04 USD/Bl y una TRM promedio de \$4.052,89 COP/USD. Frente a 2022, cuando la producción nacional alcanzó 754,3 KBPD, en 2025 se registra una disminución de 1,0% (-7,8 KBPD).

Así, en el primer trimestre de 2026 (enero - marzo), la cifra promedió 740,8 KBPD, lo que representa una disminución de 17,0 KBPD (-2,2%) frente al mismo periodo de 2025.

Esta dinámica es consistente con la declinación natural de campos maduros (22% en 2024; ACP), que reduce progresivamente los niveles de producción base. En este marco, el sostenimiento de la producción requiere de manera integral la ejecución de actividades como recobro mejorado (EOR), reacondicionamiento de pozos, perforación de desarrollo, exploración (adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios) y el desarrollo de yacimientos no convencionales (*fracking*), orientadas a compensar dicha declinación e incorporar nuevos recursos que sostengan la base productiva en el mediano y largo plazo.

Adicionalmente, en 2025 se registraron afectaciones operativas asociadas a eventos de entorno, con mayor incidencia en el primer semestre (entre 140 y 173 bloqueos mensuales) frente al segundo semestre (17 a 45 eventos mensuales, ACP). Como resultado, entre enero y septiembre de 2025 (último dato disponible, ANH) se estimaron aproximadamente 10.800 barriles por día de producción diferida, equivalentes a cerca de 2,9 millones de barriles en el periodo, asociados a estos eventos, lo que también incide sobre los niveles efectivos de producción.



Fuente: ANH, ACP, cálculos CAMPETROL, * último dato disponible.

En este marco, la sostenibilidad y el crecimiento de la producción de hidrocarburos en Colombia depende de la implementación articulada de diversos factores, entre los que se destacan cuatro ejes estructurales: (i) aumento del factor de recobro (EOR), (ii) fortalecimiento de la actividad exploratoria, (iii) incorporación de nueva producción mediante proyectos offshore y (iv) desarrollo de yacimientos no convencionales.

En este sentido, el aumento del factor de recobro constituye una de las principales oportunidades en el corto plazo, considerando que Colombia presenta un factor de recobro promedio cercano al 15,3%, con un recobro último estimado de 19,3%, niveles inferiores al promedio internacional, que se ubica entre 30% y 35% (ANH). Este diferencial evidencia un margen técnico para incrementar la recuperación de hidrocarburos en yacimientos ya descubiertos, cuya identificación ha requerido importantes esfuerzos exploratorios, por lo que el desafío radica en maximizar la extracción de estos recursos.

De acuerdo con los análisis de la ANH, por cada punto porcentual que se incremente el factor de recobro último esperado, existe un potencial de aumentar las Reservas 3P en aproximadamente 743 MBL. Adicionalmente, un incremento de el 1% en el factor de recobro de la cuenca de los Llanos Orientales representaría la adición de hasta 369 MBP a las reservas 3P.

Adicionalmente, las técnicas de recuperación mejorada permiten elevar la recuperación total de un yacimiento hasta rangos de 30% a 60% del petróleo original en sitio, dependiendo de las condiciones geológicas y del tipo de tecnología aplicada (térmica, química o inyección de gas) ([U.S. Department of Energy](#)).

Estos resultados posicionan el aumento de factor de recobro como una de las herramientas más eficientes para incrementar reservas y producción sin requerir nuevos descubrimientos.

Yacimientos no convencionales (YNC): Colombia cuenta con un potencial estimado de 8.234 MBP, equivalente a 4 veces las reservas probadas actuales y 167.000 GPC de gas natural, equivalente a 70 veces las reservas actuales ([Mora, C., & Posada, C. 2021](#)) El desarrollo de estos recursos mediante tecnologías como el fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal (FH-PH) ha demostrado su viabilidad en diferentes contextos internacionales.

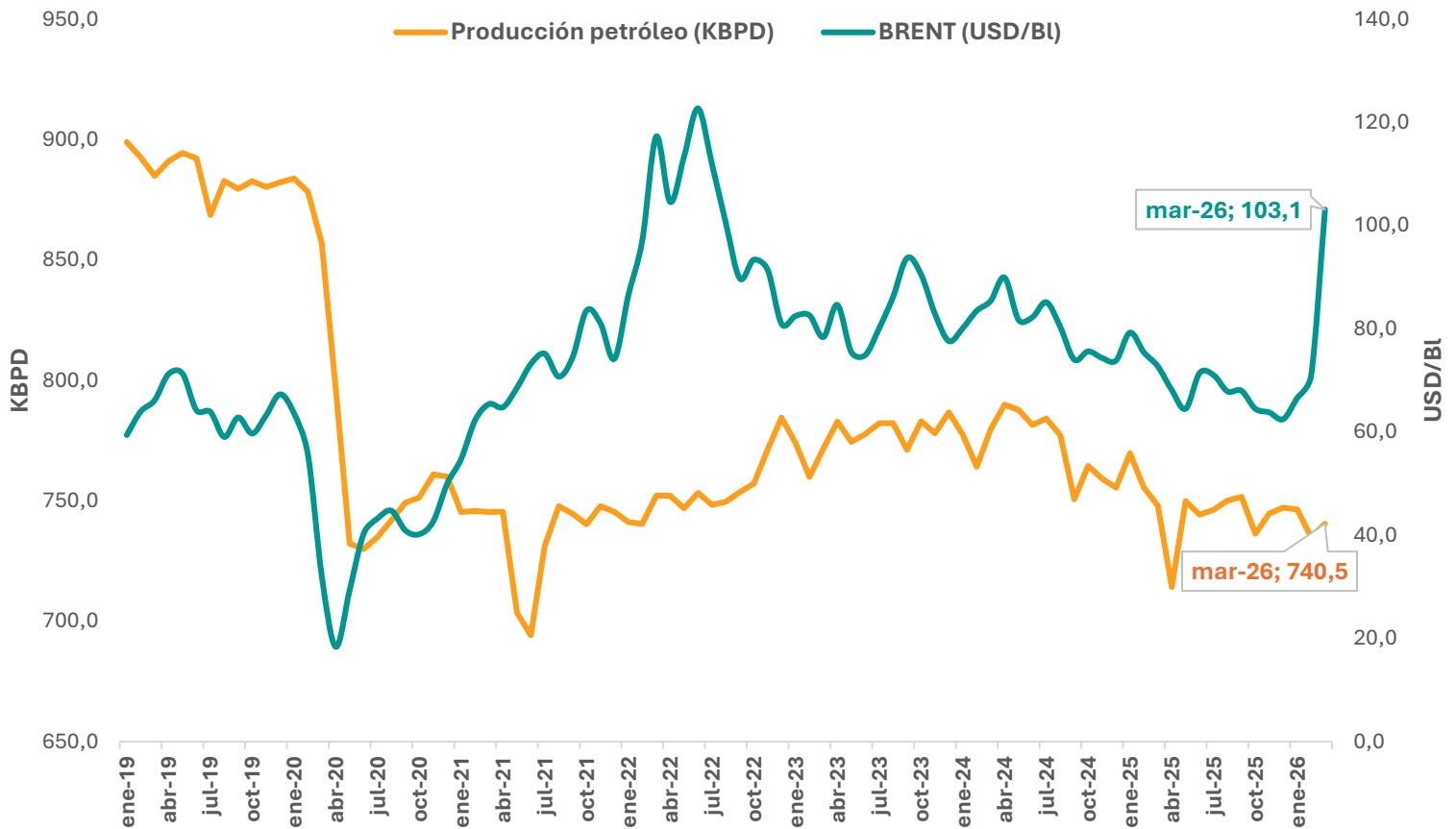
En Estados Unidos, la producción alcanzó 13,6 millones de barriles por día en promedio en 2025, consolidando al país como el mayor productor mundial. En Argentina, en diciembre de 2025 los yacimientos no convencionales representaron el 67,0% (576 KBPD) de la producción de petróleo y el 65,0% (2990 MPCD) de la producción de gas en 2025, evidenciando su rol estructural en la oferta energética.

Proyectos offshore: El potencial offshore en Colombia se concentra principalmente en el Caribe, donde los recursos contingentes alcanzan 7.448 Gpc, equivalentes al 67% del total nacional identificado.

La experiencia internacional evidencia el impacto de estos desarrollos: En Brasil, más del 97,0% de la producción de petróleo proviene de proyectos offshore, con niveles superiores a 3,3 millones de barriles por día en 2025. En Guyana, la producción pasó de un KBPD en 2019 a más de 900 KBPD en noviembre de 2025, posicionándose como uno de los crecimientos más acelerados a nivel global.

En este contexto, estas estrategias permiten incrementar la recuperación de recursos existentes, ampliar la base de reservas e incorporar nueva producción, en un entorno caracterizado por la madurez de los campos y la necesidad de mantener la oferta energética en el tiempo.

Producción de petróleo Vrs Brent



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

Es de destacar que, en los últimos años, la producción de petróleo en Colombia se ha concentrado en un menor número de campos, en un contexto de madurez de los activos y menor incorporación de nuevos desarrollos. El número de campos productores se redujo en 28,2% (-121 campos menos), pasando de 418 en 2019 a 297 en el promedio de enero-marzo de 2026, evidenciando una mayor dependencia de un grupo limitado de activos.

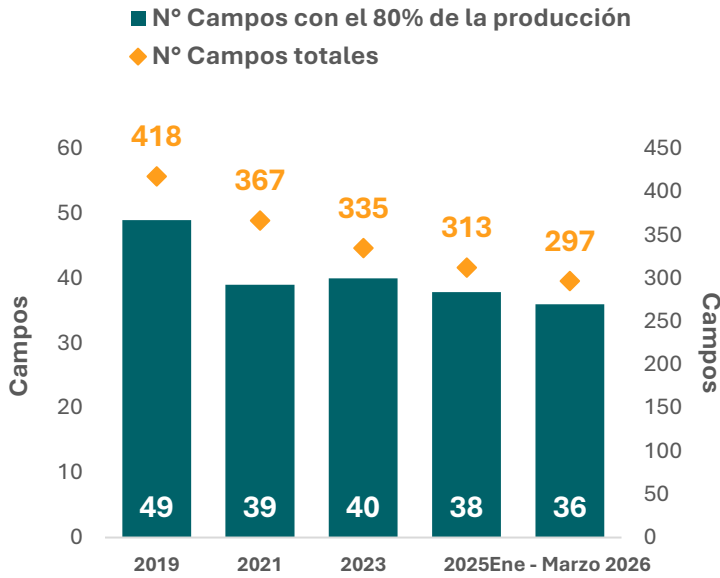
En este contexto, la dinámica reciente de producción ha estado soportada principalmente por campos en desarrollo con campañas activas de perforación. En particular, el conjunto de campos conformado por Caño Sur, Akacias y Rubiales ha incrementado de manera sostenida su participación en la producción nacional, pasando de representar el 15,5% del total en 2020 a 22,8% en 2025, y alcanzando 23,7% en el promedio de enero-marzo de 2026.

Entre enero y marzo de 2026, estos campos registraron una producción conjunta de 175,6 KBPD, consolidándose como uno de los principales soportes de la producción nacional, con campañas activas de perforación (ocho taladros de perforación activos durante marzo).

Este comportamiento se enmarca en la naturaleza de largo plazo de la industria de hidrocarburos. Por ejemplo, el contrato de exploración y producción (E&P) del bloque Caño Sur fue suscrito en 2005, su comercialidad declarada en 2013 y su desarrollo productivo consolidado en los años posteriores, evidenciando los tiempos requeridos para la maduración de los proyectos.

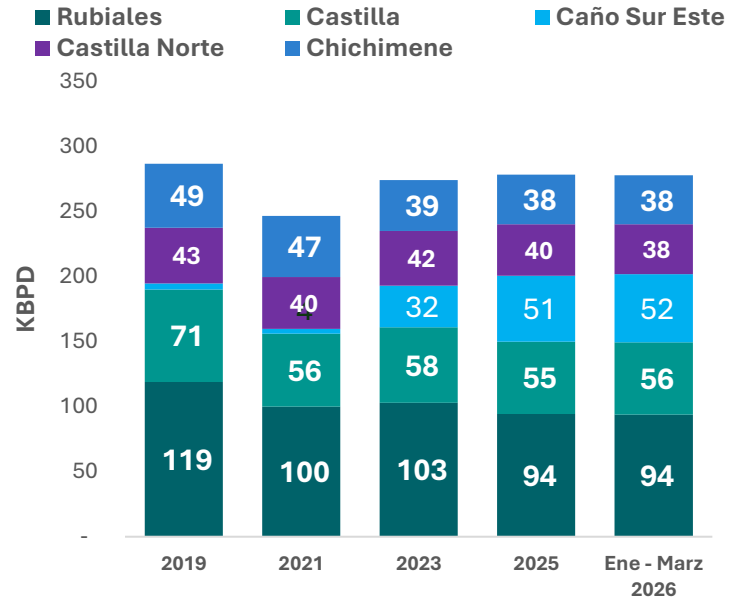
Este patrón refleja una mayor concentración de la producción en activos específicos, cuya sostenibilidad depende de la continuidad de las actividades de desarrollo y de la incorporación de nuevos proyectos.

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



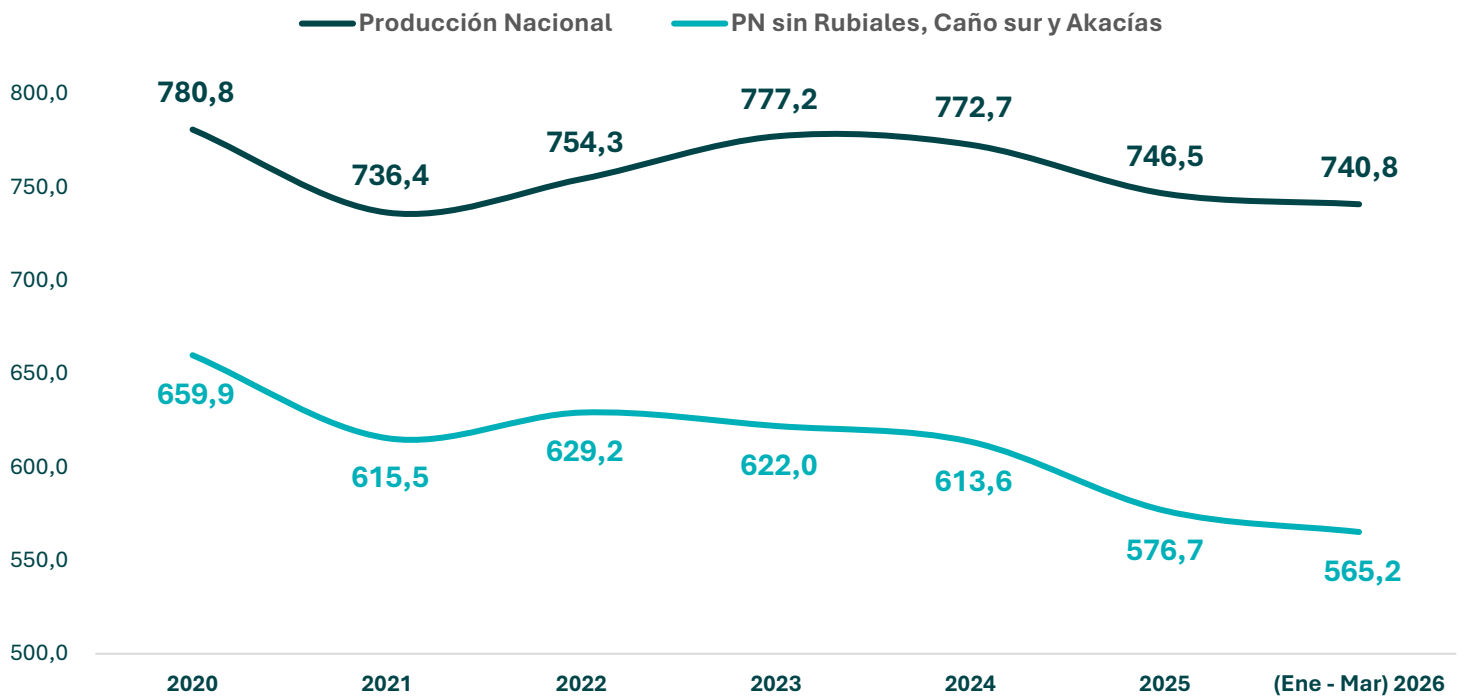
Fuente: ANH, cálculos CAMPETROL

Top 5 campos con la mayor producción de crudo



Fuente: ANH, cálculos CAMPETROL

Producción Nacional Vs. Producción sin 3 campos estratégicos (KBPD)



Fuente: ANH, 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](#).

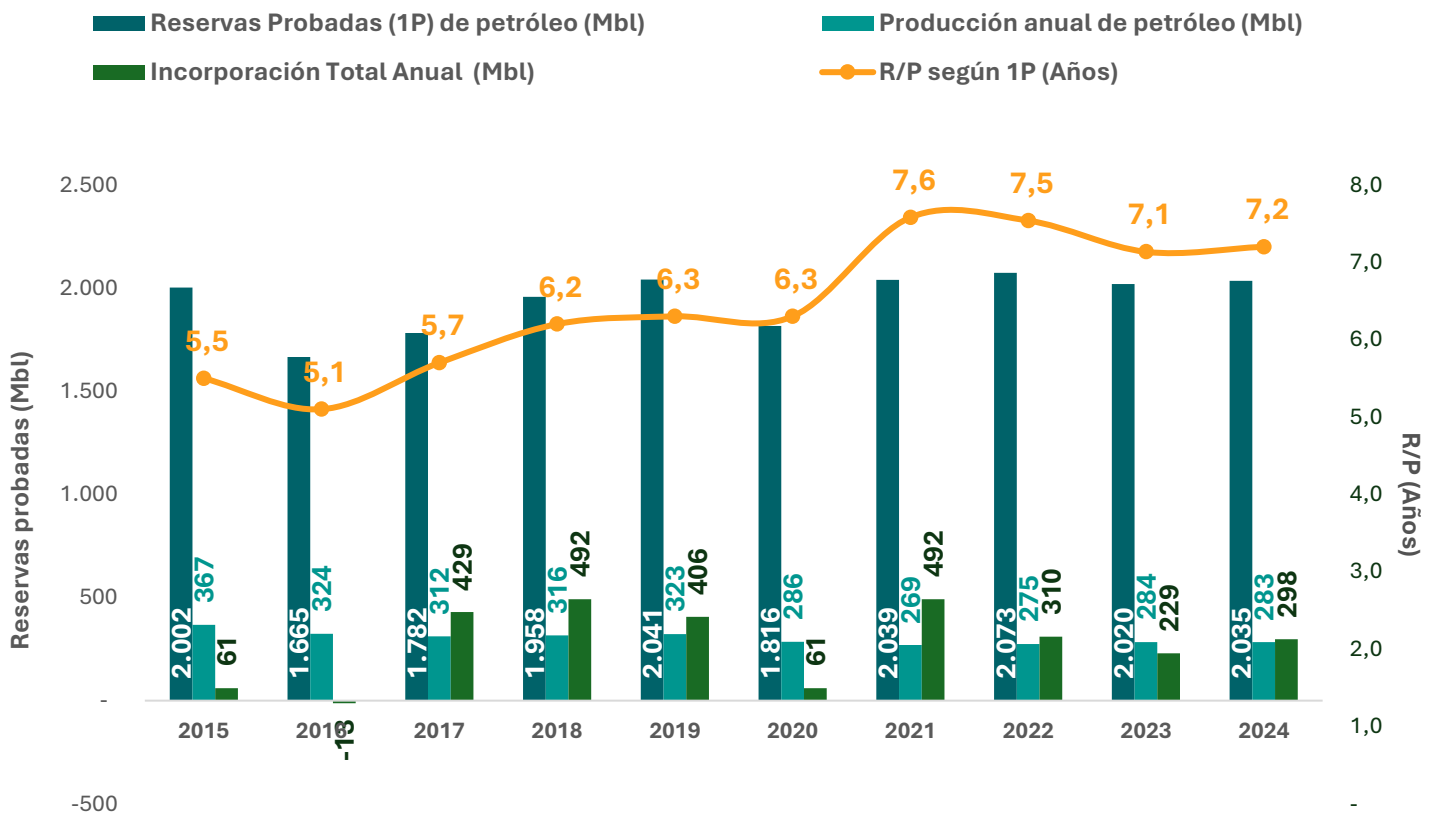
La incorporación total anual de petróleo en 2024 fue de 298 Mbl, lo que representa un aumento de 69 Mbl (30,1%) frente a 2023 (229 Mbl). Del total incorporado, el 6,7% (20 Mbl) correspondió a reclasificaciones, el 20,1% (60 Mbl) a Proyectos de Producción Incremental (PPI) y Recobro Mejorado (EOR), y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

Gas Natural

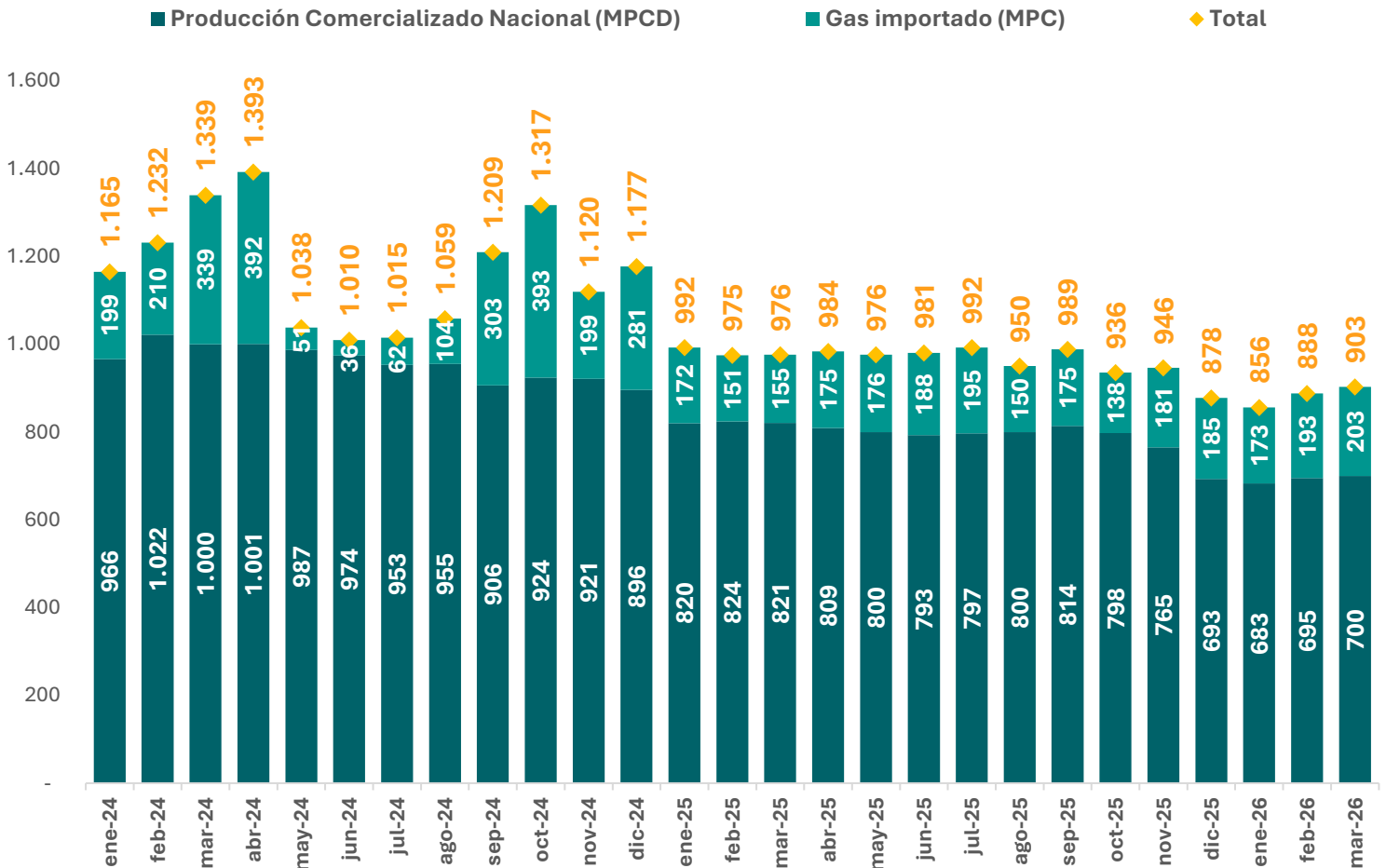
La dinámica de abastecimiento de gas natural en el país ha profundizado la tendencia observada desde 2024: por un lado, una reducción sostenida en la producción nacional, que ha llevado a la pérdida de la autosuficiencia, y por otro, un incremento en las importaciones, modificando el rol tradicional de Colombia como país con soberanía energética en gas hacia un esquema con mayor dependencia de fuentes externas, inicialmente orientadas a la generación térmica.

Durante el segundo semestre de 2025, la disponibilidad de gas natural en el país evidenció una contracción relevante, con un promedio de

948,3 MPCD, resultado de 777,7 MPCD de producción comercializada nacional y 170,6 MPCD de gas importado. Este nivel representó una reducción del 17,5% (-201,1 MPCD) frente al mismo periodo de 2024.

Así, la participación de las importaciones se ubicó en 18,0% del total disponible, disminuyendo en 0,7 puntos porcentuales en términos interanuales. En contraste, la producción fiscalizada alcanzó los 1.227,3 MPCD, lo que implica una caída del 12,5% (-174,9 MPCD) frente al periodo julio-diciembre de 2024.

Volúmenes de gas disponible



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

Para el cierre de 2025, el balance anual del mercado de gas natural consolidó la tendencia de menor disponibilidad observada a lo largo del año. El volumen total disponible promedió 964,3 MPCD (794,2 MPCD de producción nacional y 170,1 MPCD importado), lo que representó una disminución del 17,7% frente a 2024. La participación de las importaciones en el total disponible se ubicó en 17,7%, aumentando en 0,3 puntos porcentuales respecto al año anterior, reflejando su consolidación como componente estructural del abastecimiento. En comparación con 2022, año en el que el gas disponible alcanzó 1.076,3 MPCD, en 2025 se evidencia una reducción de 10,4% (-112,0 MPCD).

Este comportamiento se observó en condiciones donde el gas importado ha dejado de destinarse exclusivamente a la generación termoeléctrica, ampliando su participación hacia el mercado primario (residencial, comercial e industrial), en línea con los ajustes regulatorios introducidos por la CREG (Resoluciones [102-009](#) y [102-013](#) de finales de 2024, que habilitaron mayor flexibilidad comercial en el mercado mayorista.

Esta incorporación del gas importado llevó a que en 2025 el precio del gas para la industria aumentara 69% anual, mientras que para el sector residencial el incremento fue de 23%, reflejando la transmisión de mayores costos hacia los usuarios finales, según [Corficolombiana](#). Este panorama se explica porque el gas importado incorpora costos adicionales asociados a licuefacción, transporte marítimo y regasificación, lo que puede incrementar el precio final entre un 5% y un 15%, dependiendo de las condiciones logísticas y del mercado.

En línea, la producción fiscalizada promedió 1.258,5 MPCD, con una reducción anual de 11,9% (-169,4 MPCD). Este comportamiento responde, principalmente, a la declinación natural de campos maduros especialmente en las cuencas del Caribe (Guajira Offshore y Onshore), Llanos y Valle Inferior del Magdalena y a la baja incorporación de nueva oferta, lo que ratifica la necesidad de desarrollar proyectos que permitan ampliar la disponibilidad de gas doméstico.

En cuanto a la información más reciente, entre enero y marzo de 2026, la producción fiscalizada promedió 1.167,9 MPCD, registrando una disminución del 9,7% (-125,9 MPCD) en términos anuales. En línea, el gas comercializado promedió 882,1 MPCD (692,6 MPCD nacional + 189,5 MPCD importado), lo que representa una reducción del 10,1% (-99,2 MPCD) frente al mismo periodo de 2025. Así las importaciones, representaron el 21,5% del total disponible en el período estudiado.

Este comportamiento se presenta en un entorno en el que el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, ha adoptado medidas regulatorias orientadas a incrementar la disponibilidad y flexibilidad del recurso, mediante la [Resolución 40163 de 2026](#), previendo además el riesgo creciente del fenómeno del niño en el segundo semestre del año en curso. Esta habilita de manera transitoria la comercialización del gas importado no utilizado en generación eléctrica en el mercado secundario, a través de contratos de suministro. Asimismo, permite que algunas plantas térmicas sustituyan el consumo de gas natural por otros combustibles, como GLP, cuando sea técnicamente viable, con el objetivo de priorizar la demanda esencial (residencial y generación para confiabilidad). Estas medidas permiten que el gas importado, previamente destinado principalmente a la generación térmica, pueda incorporarse como una fuente flexible dentro del sistema de abastecimiento.

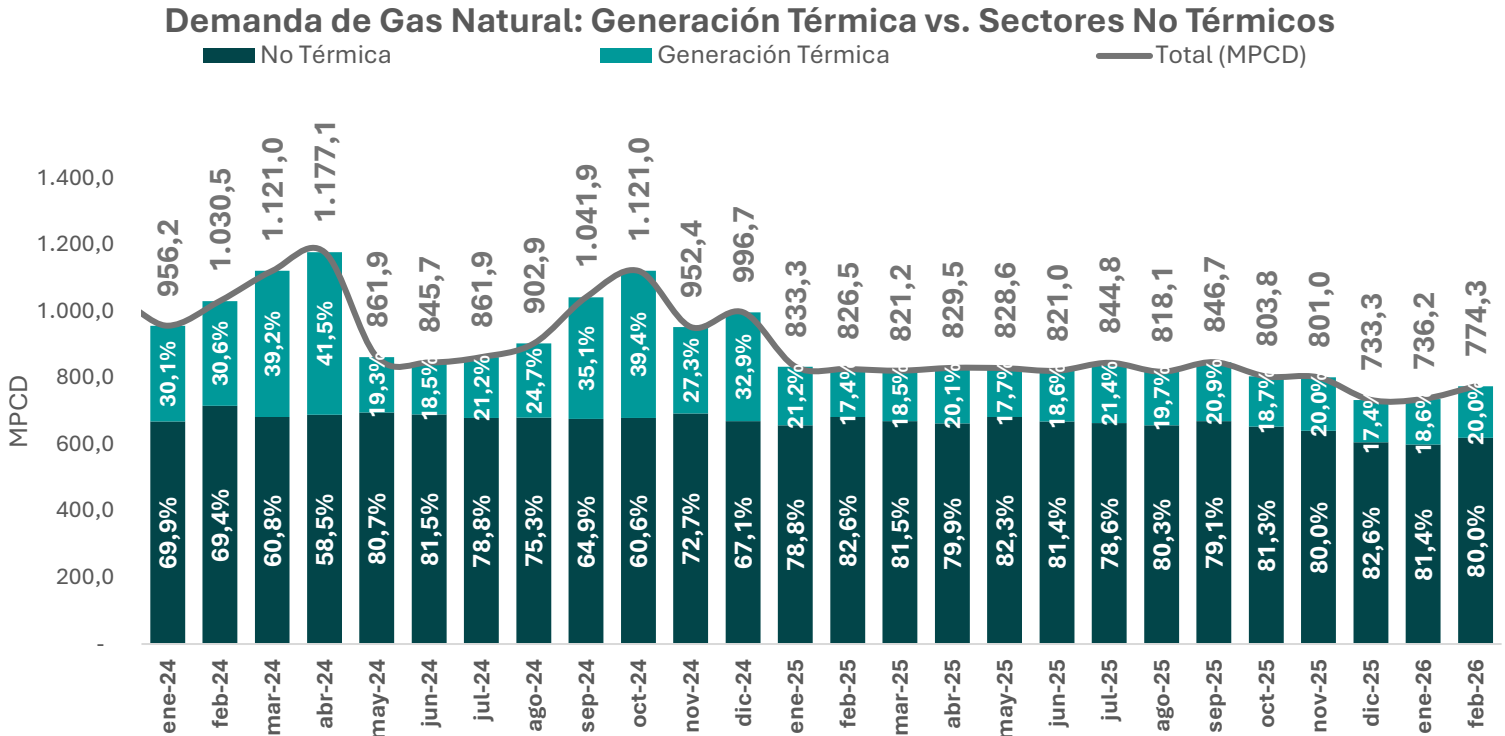
Bajo este escenario de menor oferta nacional y mayor participación de importaciones, resulta clave analizar la dinámica del consumo de Gas Natural.

Entre julio y diciembre de 2025, la demanda de GN en Colombia promedió 807,9 millones de pies cúbicos por día (MPCD), lo que representó una disminución del 17,5% frente al mismo periodo de 2024 (-171,5 MPCD). Esta reducción estuvo explicada, principalmente, por el menor consumo en el sector de Generación Térmica, que descendió a 140,6 MPCD (-46,9%), en un contexto de condiciones climáticas más favorables tras la fase crítica del fenómeno de El Niño, su consumo representó 19,7% del total.

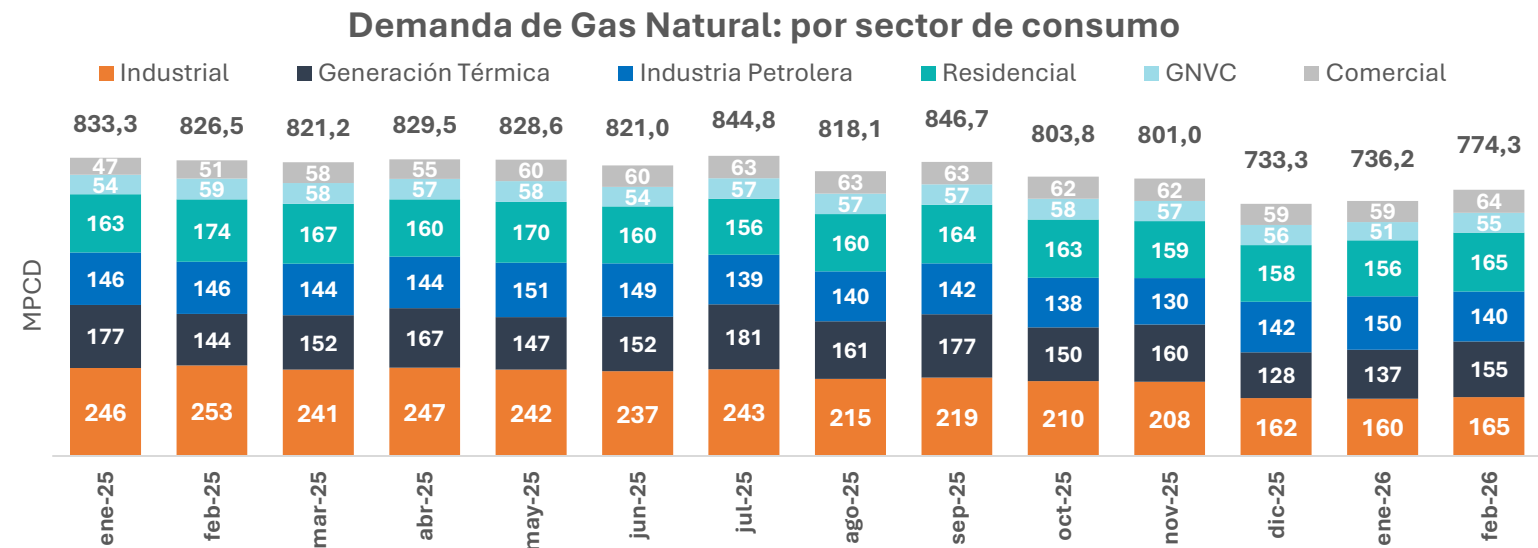
Así, en 2025 el consumo total ascendió a 817,3 MPC, una disminución de 17,4% (-171,8 MPCD) frente a 2024, resultado de la reducción de 146,6 MPCD de la demanda del sector de Generación térmica que representó el 19,7% del total.

Según el último dato disponible, entre enero y febrero de 2025, la demanda total se ubicó en

755,2 MPCD, registrando una disminución de 9,0% (-74,6 MPCD) frente al mismo periodo de 2025. Esta variación respondió a la menor participación del industrial, con una reducción de 34,9% (-87,1 MPCD), y al menor consumo del sector Térmico, que disminuyó 8,9% (-14,2 MPCD). Este último representó el 19,7% del total.



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



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

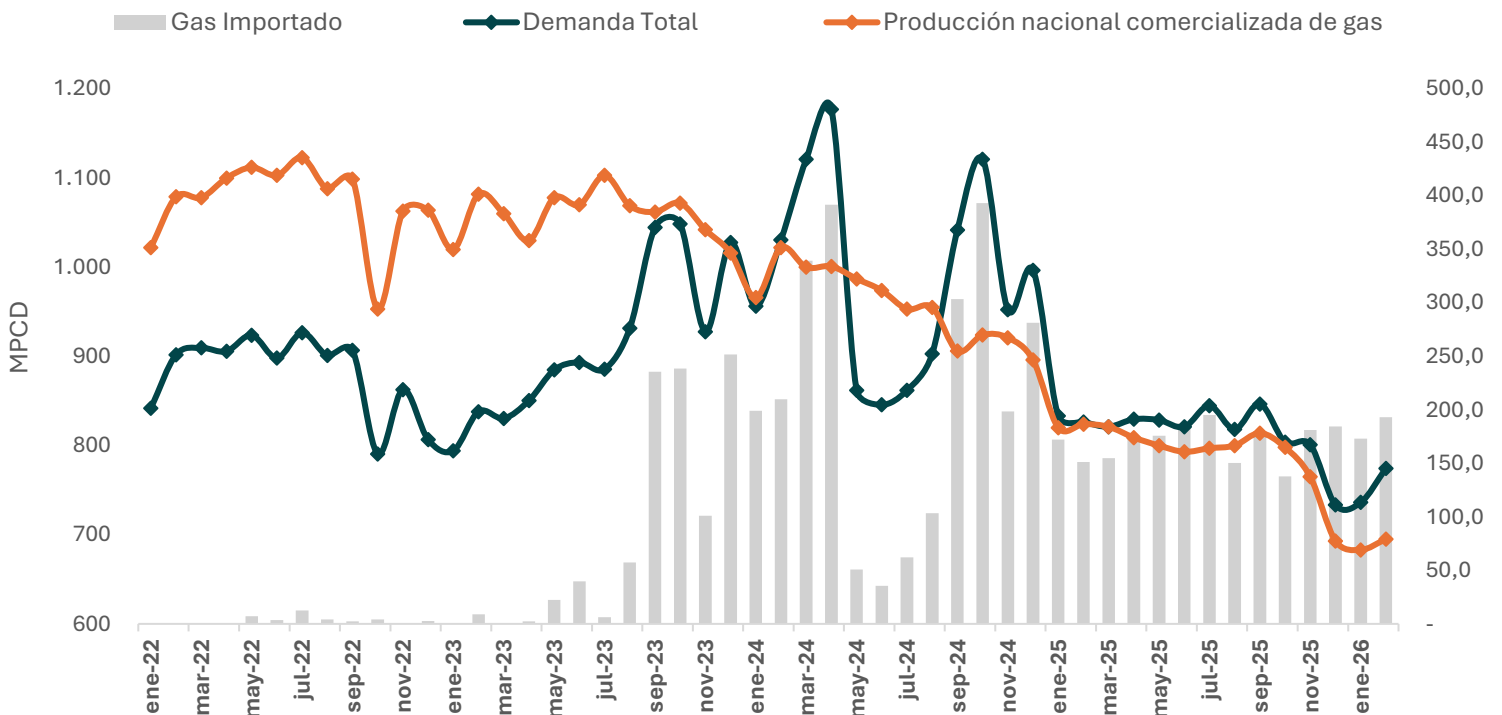
La brecha entre la disponibilidad nacional y el consumo es notoria desde 2024. Dicha diferencia se ha cubierto cada vez más con importaciones de GNL, lo que refleja un cambio estructural en el abastecimiento del país. Según el [Gestor del Mercado de Gas Natural](#), en 2026 se proyecta un déficit de gas en firme equivalente al 20,6% si no se incorporan nuevas fuentes de suministro.

En concordancia con lo anterior, las proyecciones de la UPME -[ETPAGN 2023 – 2038](#)- sitúan el déficit estructural del sistema en el último trimestre de 2026 bajo el escenario de reservas 1P y 2P, extendiéndose a 2030 solo si se incorporan recursos contingentes. La viabilidad de la oferta futura depende de proyectos offshore y continentales que

enfrentan ciclos de ejecución superiores a siete años y desafíos en infraestructura, lo que condiciona la estabilidad del balance energético a largo plazo.

Ante este panorama, el sistema colombiano requiere una planeación integrada que combine producción nacional con una infraestructura de importación resiliente. En este contexto, la demanda proyectada supera la oferta base nacional, lo que implica la incorporación sostenida de volúmenes importados. Garantizar señales para la inversión y la expansión del transporte resulta necesario para mitigar los riesgos de desabastecimiento. De igual forma, la incorporación de nueva oferta, particularmente offshore y de proyectos de regasificación, incide en el balance del sistema.

Balance entre oferta nacional y demanda (MPCD)



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

Este comportamiento se refleja en las proyecciones de oferta y demanda, donde para 2026 la demanda se ubica en un rango cercano a 1.000–1.100 GBTUD, mientras que la oferta base nacional (Ecopetrol y otros productores) se mantiene por debajo de 800 GBTUD, lo que implica una brecha inicial del orden de 200–300 GBTUD que debe ser cubierta mediante

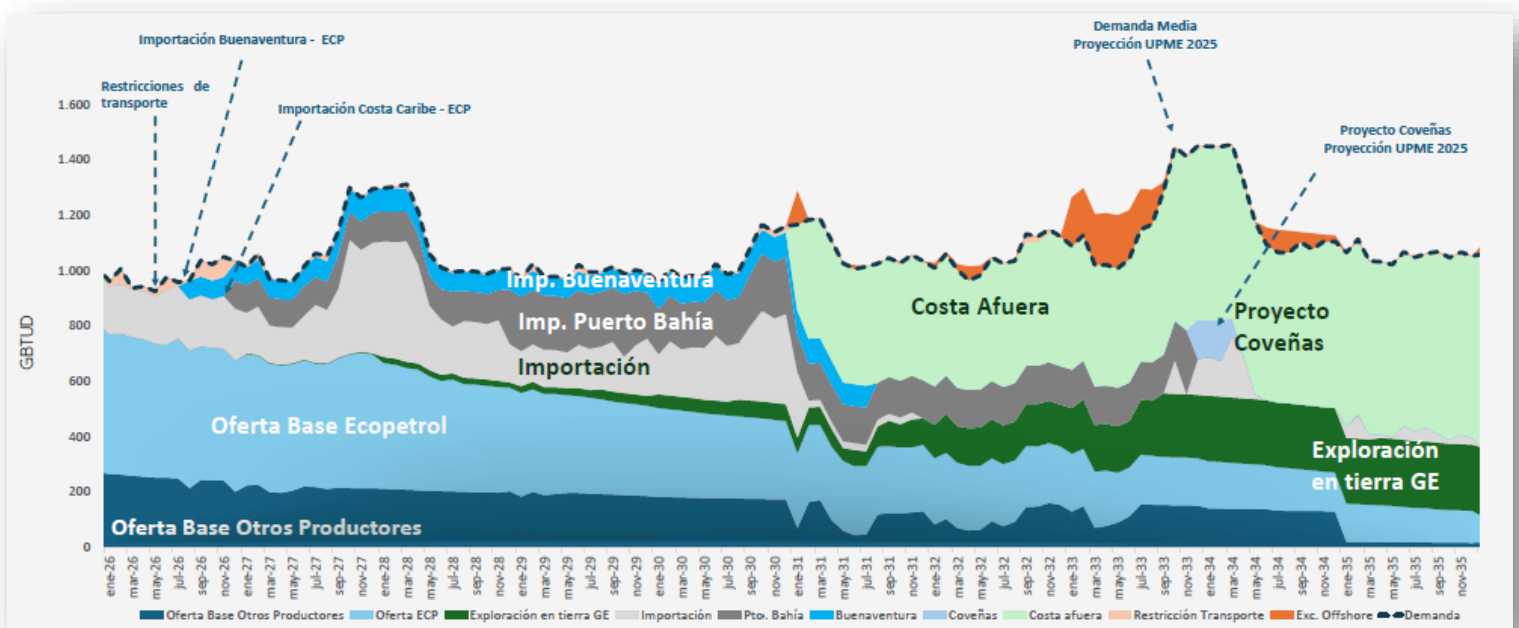
importaciones. En este contexto, la infraestructura de regasificación, tanto en el Caribe como en el Pacífico, incorpora capacidades adicionales cercanas a 60 GBTUD (~60 MPCD) en Buenaventura y entre 126 y 300 GBTUD en el Caribe, contribuyendo a mitigar parcialmente el déficit proyectado.

No obstante, incluso con la entrada de estos proyectos y el desarrollo de iniciativas costa afuera, el balance evidencia periodos de estrechez, asociados tanto a la temporalidad en la incorporación de nueva oferta como a restricciones en la capacidad de transporte. Hacia finales de la década, la demanda podría superar los 1.300–1.400 GBTUD, manteniendo la presión sobre el sistema y reforzando la necesidad de una expansión coordinada de la infraestructura energética.

En este marco, los yacimientos no convencionales (YNC) se configuran como una alternativa de largo

plazo para fortalecer la seguridad energética, considerando un potencial estimado de 167.000 Giga Pies Cúbicos de gas natural (Gpc) —equivalente a cerca de 70 veces las reservas actuales—, cuya incorporación dependerá de las condiciones regulatorias, ambientales y de viabilidad técnica para su desarrollo.

En conjunto, estos elementos serán determinantes para asegurar la confiabilidad del suministro y la competitividad del gas natural como eje de la transición energética del país..



Fuente: ECOPETROL.

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.

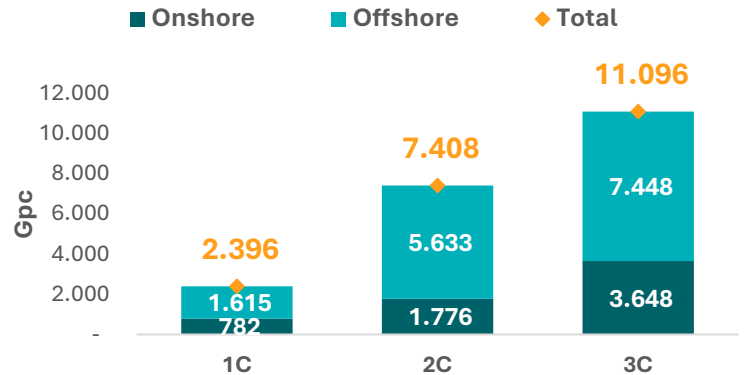
En cuanto a la incorporación total anual de gas, en 2024 se reportaron 42 Gpc, lo que representa un aumento de 100 Gpc respecto al valor negativo de 2023 (-58 Gpc). No obstante, esta cifra refleja una disminución de 3 Gpc (-6,7%) frente a 2022 (45 Gpc), y una caída de 67 Gpc (-61,5%) al compararla con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

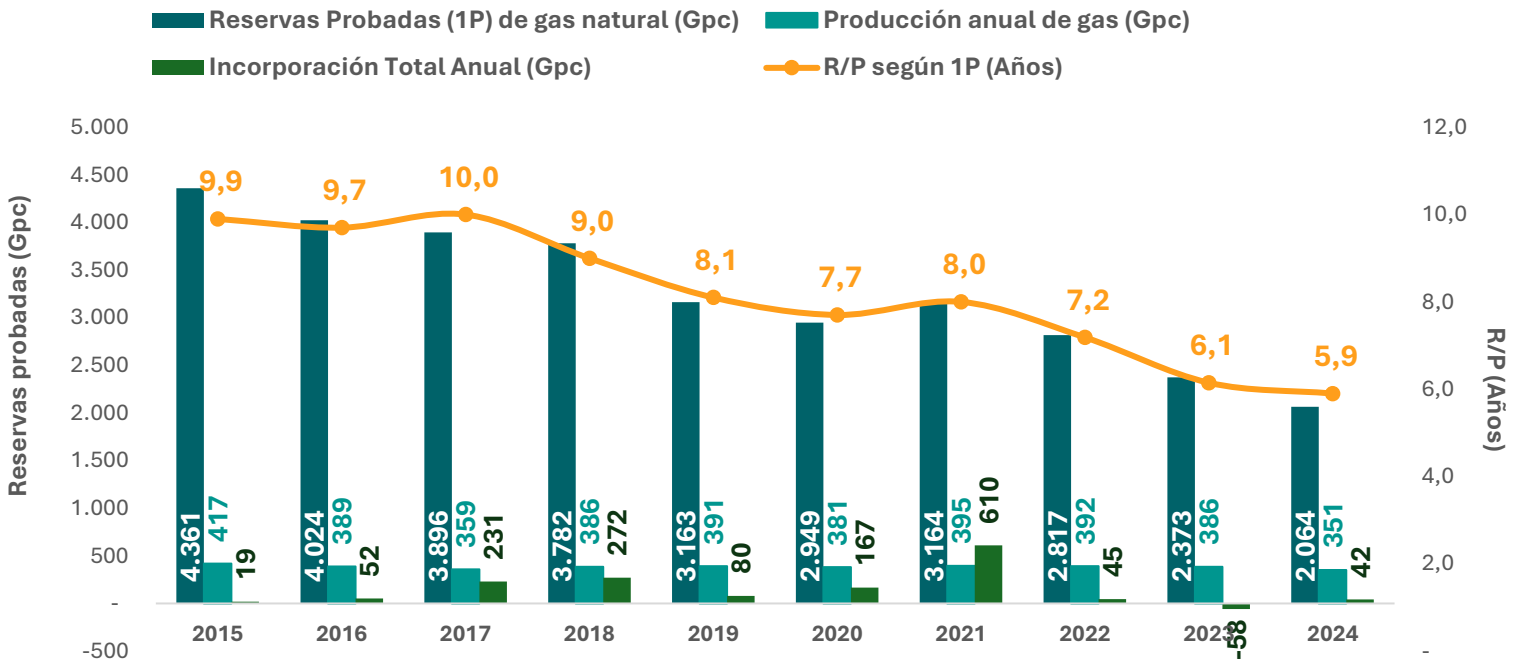
Finalmente, los recursos contingentes de gas natural (3C) alcanzaron 11.096 Gpc en 2024, con un aumento de 3.590 Gpc (47,8%) frente a 2023 (7.506 Gpc) y de 5.289 Gpc (91,1%) respecto a 2022 (5.807 Gpc). De este total, el 67,1% (7.448 Gpc) corresponde a recursos costa afuera y el 32,9% (3.648 Gpc) a terrestres. 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.

Actividad de taladros

Desde noviembre de 2022, mes en el que se alcanzó el mayor nivel de actividad posterior a la pandemia, la industria de taladros en Colombia ha registrado una tendencia de contracción.

A marzo de 2026 (último dato disponible), se contabilizaron 117 equipos activos, lo que representa una disminución de 24,5% frente a los 155 taladros registrados en noviembre de 2022 (-38 equipos). Esta reducción en la actividad operativa se ha reflejado en una menor generación de empleo en la industria. Se estima que la disminución acumulada en este periodo asciende a aproximadamente 21.125 empleos, de los cuales 3.575 corresponden a empleos directos y 17.550 a indirectos.

En términos de generación de empleo, cada taladro de perforación produce en promedio 100 empleos directos, mientras que un equipo de reacondicionamiento genera cerca de 50. Adicionalmente, según Fedesarrollo (2012), cada empleo directo en el sector genera 5,5 empleos indirectos, lo que evidencia el efecto multiplicador de la actividad en la economía.

Durante el segundo semestre de 2025, el promedio de taladros activos se ubicó en 111 unidades, lo que representó un incremento de 5,7% frente al mismo periodo de 2024 (+6 equipos). Al desagregar por tipo de operación, se observa que los taladros de perforación disminuyeron de 31 a 29 equipos (-6,5%; -2 equipos), mientras que los equipos de reacondicionamiento promediaron 71 unidades, manteniendo niveles estables.

Para el total del año 2025, el promedio de taladros activos fue de 110 equipos, lo que representa un aumento de 3,3% frente a 2024 (+4 equipos). De este total, los equipos de perforación promediaron 30 unidades, manteniéndose sin variación frente al año anterior, mientras que los taladros de reacondicionamiento alcanzaron un promedio de

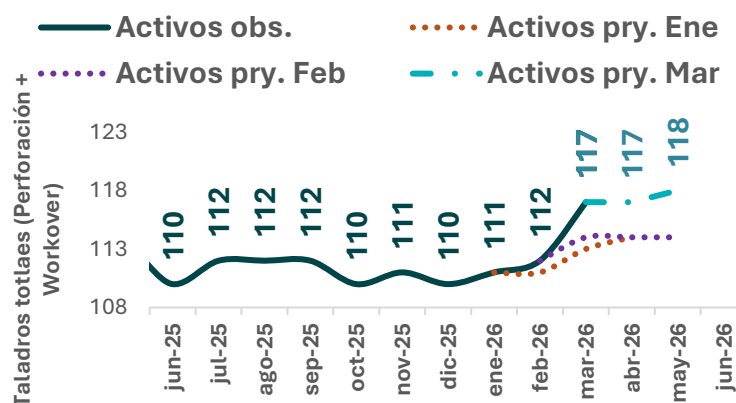
81 equipos, con un incremento de 4,9%. Durante este año, se registró un nivel mínimo de actividad de 101 equipos en enero, mes en el cual los taladros de perforación descendieron a 23 unidades, el nivel más bajo desde febrero de 2021.

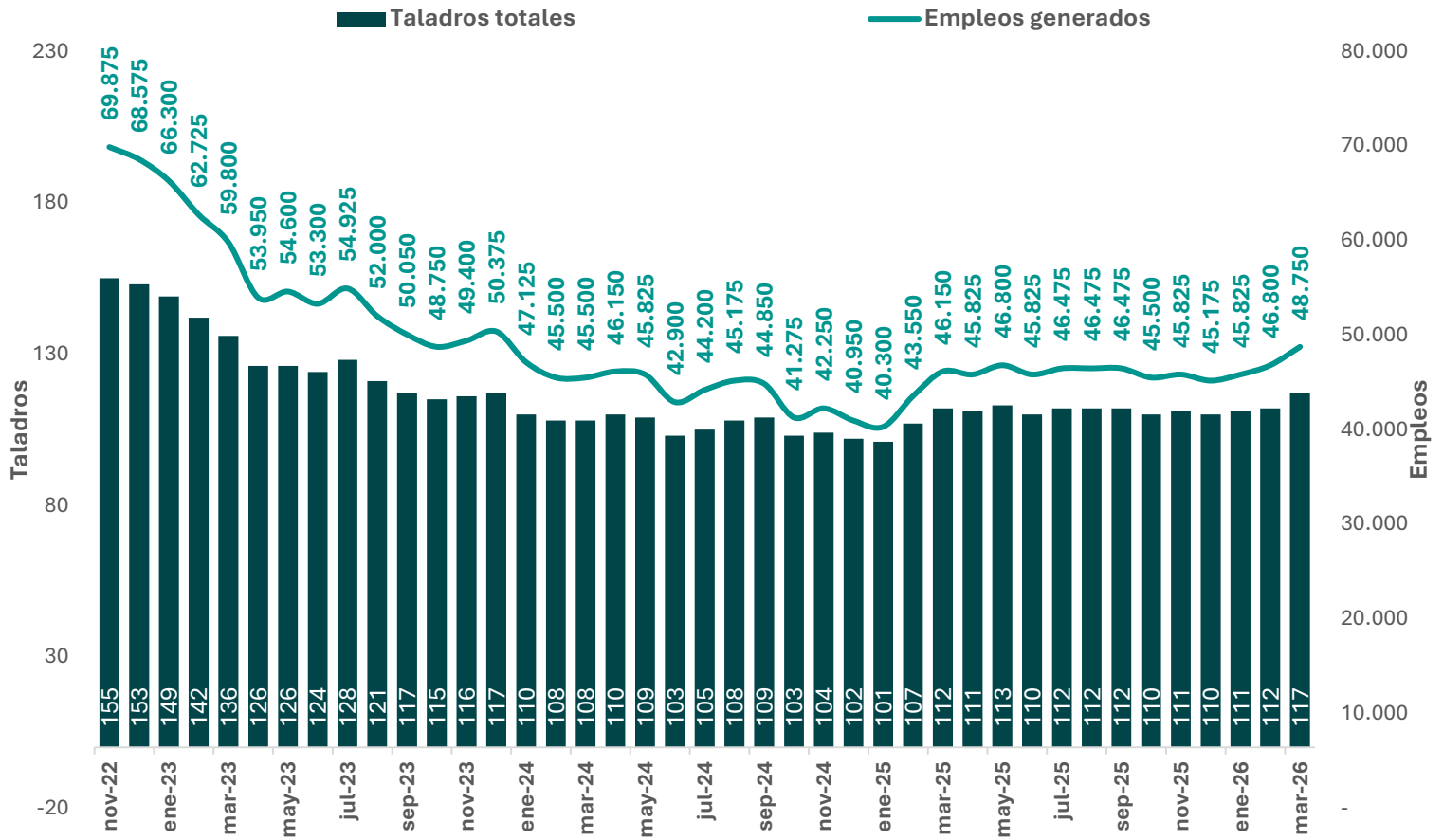
En el primer trimestre de 2026 (enero-marzo), el promedio de equipos activos ascendió a 113 taladros, lo que representa un incremento de 6,3% frente al promedio de 2025 (+7 equipos). En este periodo, los taladros de perforación promediaron 32 unidades, con un aumento de 18,8% frente al mismo periodo de 2025, mientras que los equipos de reacondicionamiento alcanzaron un promedio de 82 unidades, con un incremento de 2,1% (+2 equipos).

En cuanto a las proyecciones de corto plazo, para el segundo trimestre de 2026 (abril-junio) se estima la operación de 117 taladros activos a nivel nacional. De este total, los equipos de perforación se ubicarían en 33 unidades, manteniendo un comportamiento estable, mientras que los taladros de reacondicionamiento alcanzarían 85 equipos, reflejando un incremento frente a los niveles observados en meses previos.

En conjunto, estas cifras indican una dinámica de estabilización en los niveles de actividad operativa en el corto plazo, en línea con la evolución reciente de la actividad técnica y contractual del sector.

Proyecciones de taladros



Taladros Totals Vrs Empleos generados


Fuente: CAMPETROL, cálculos CAMPETROL.

Refinerías

En el segundo semestre de 2025, el sistema de refinación en Colombia registró mayores niveles de carga frente al primer semestre del año y frente al mismo periodo de 2024. En promedio, la carga del sistema pasó de 404,6 KBPD en el primer semestre de 2025 a 429,3 KBPD en el segundo semestre (+6,1%; +24,7 KBPD), y se ubicó por encima del nivel observado en el segundo semestre de 2024 (401,4 KBPD; +6,9%; +27,9 KBPD). ([Ecopetrol](#))

A nivel trimestral, se alcanzaron 429,7 KBPD en el cuarto trimestre de 2025, un récord histórico. En línea con este desempeño, el sistema de refinación promedió 417,0 KBPD en el año 2025, frente a 413,9 KBPD en 2024, lo que representa un incremento de 3,1 KBPD (+0,7%). ([Ecopetrol](#))

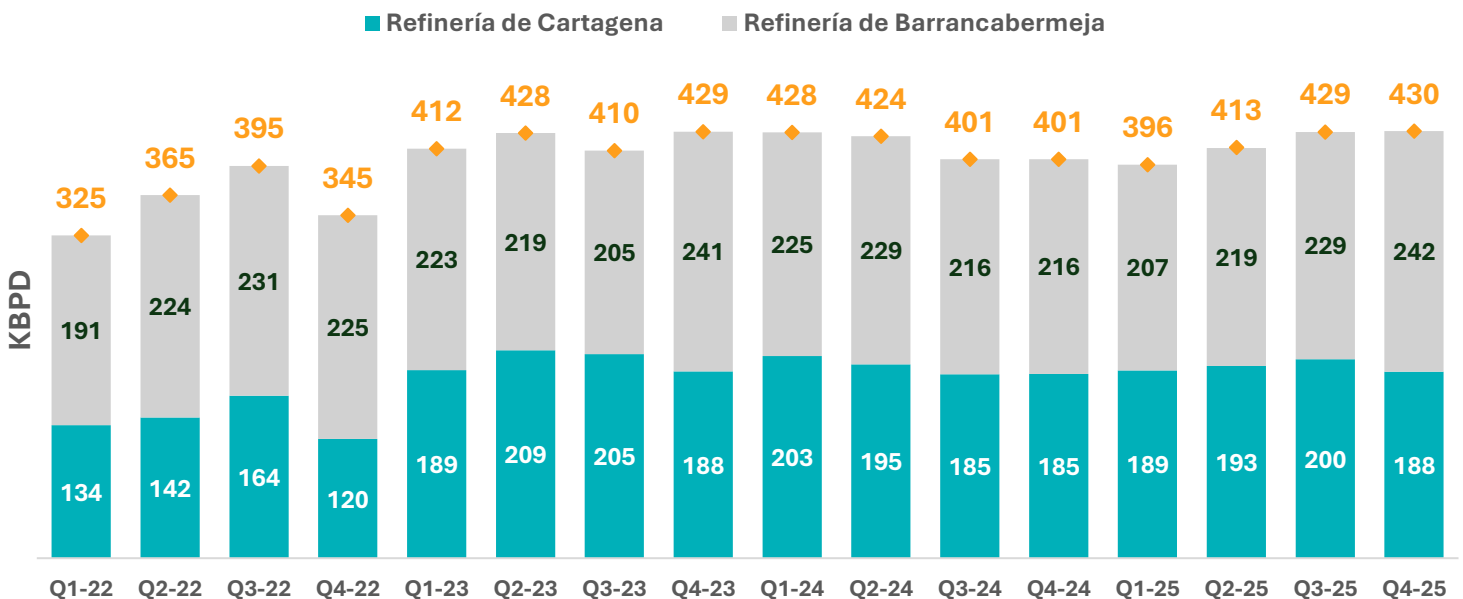
Este comportamiento estuvo asociado a una mayor disponibilidad de las unidades y a la optimización en la operación de las refinerías. En la Refinería de Cartagena, la carga promedio pasó de 191,1 KBPD en el primer semestre de 2025 a 193,9 KBPD en el segundo semestre (+1,4%; +2,7 KBPD), ubicándose por encima del nivel registrado en el segundo semestre de 2024 (185,2 KBPD; +4,7%; +8,6 KBPD).

A nivel anual, la refinería promedió 192,5 KBPD en 2025, frente a 192,2 KBPD en 2024 (+0,3 KBPD; +0,2%), con un factor de utilización de 82,2%, una producción de refinados de 184,2 KBPD y un margen bruto de \$11,9 USD/bl. ([Ecopetrol](#))

Por su parte, la Refinería de Barrancabermeja presentó un aumento en la carga promedio de 213,0 KBPD en el primer semestre de 2025 a 235,5 KBPD en el segundo semestre (+10,6%; +22,5 KBPD), superando también los niveles del segundo semestre de 2024 (216,0 KBPD; +9,0%; +19,5 KBPD). En el agregado anual, la refinería alcanzó una carga promedio de 224,5 KBPD, frente a 221,7 KBPD en 2024 (+2,6 KBPD; +1,2%), con un factor de utilización de 76,5%, una producción de refinados de 227,2 KBPD y un margen bruto de \$14,1 USD/bl. ([Ecopetrol](#))

Este comportamiento estuvo soportado por la disponibilidad de las unidades, la optimización de las dietas de crudo y el aprovechamiento de oportunidades comerciales, lo que permitió capturar márgenes competitivos y fortalecer la rentabilidad. ([Ecopetrol](#))

Carga a refinerías



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

Segmento Midstream

En 2025, el segmento de transporte de hidrocarburos en Colombia registró una variación en los volúmenes transportados, en un entorno operativo caracterizado por ajustes logísticos y condiciones de mercado variables.

En el segundo semestre de 2025, el volumen total transportado mostró niveles superiores frente al primer semestre del año, aunque se mantuvo por debajo del mismo periodo de 2024. En promedio, el volumen pasó de 1.087,9 KBPD en el primer semestre de 2025 a 1.116,7 KBPD en el segundo semestre (+2,6%; +28,8 KBPD). No obstante, frente al segundo semestre de 2024 (1.112,9 KBPD), se observa una variación marginal (+0,3%; +3,8 KBPD).

A nivel anual, el volumen total transportado se ubicó en 1.102,4 KBPD, lo que representa una disminución de 16,3 KBPD frente a 2024 (1.118,7 KBPD; -1,5%).

En el transporte de crudo, el volumen promedio se ubicó en 794,9 KBPD en el primer semestre de 2025 y aumentó a 813,1 KBPD en el segundo semestre (+2,3%; +18,2 KBPD). En comparación con el segundo semestre de 2024 (811,5 KBPD), el nivel se mantiene en rangos similares (+0,2%; +1,6 KBPD), evidenciando estabilidad en los volúmenes movilizados.

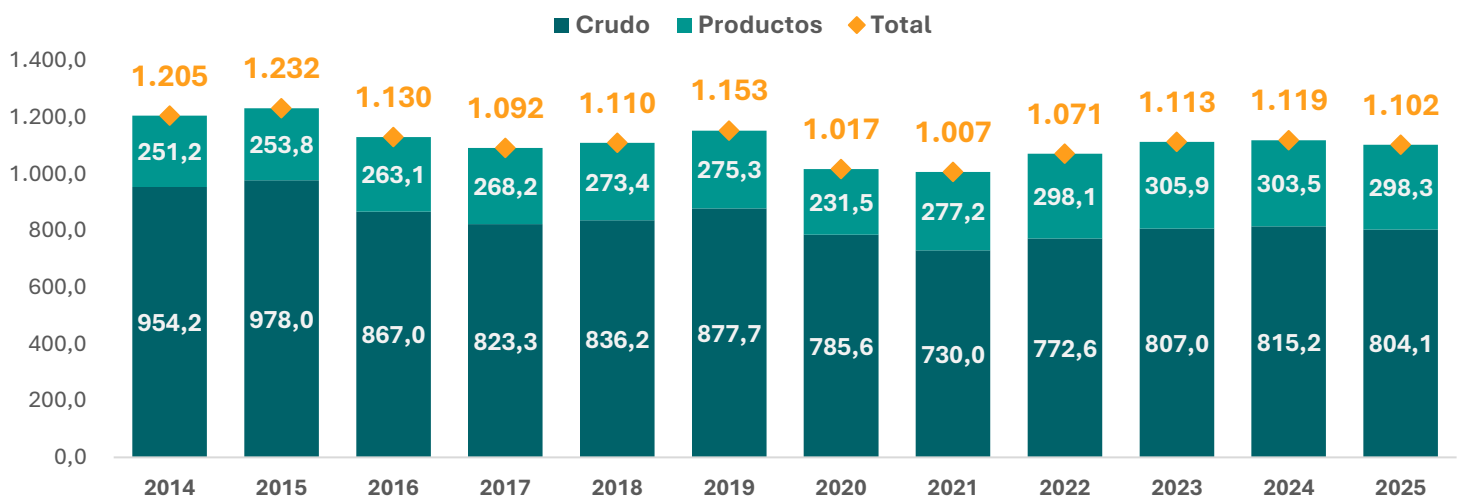
Por su parte, el transporte de productos refinados pasó de 293,1 KBPD en el primer semestre de 2025 a 303,5 KBPD en el segundo semestre (+3,6%; +10,4 KBPD). Frente al segundo semestre de 2024 (301,4 KBPD), se registró un aumento de 2,1 KBPD (+0,7%), asociado a mayores requerimientos de abastecimiento interno.

Este comportamiento se enmarca en la capacidad de adaptación operativa del sistema de transporte, soportada en inversiones estratégicas y ajustes que permitieron ampliar las opciones de evacuación en 122 KBPD, facilitando una respuesta más flexible a las condiciones del mercado.

Como resultado, el segmento de transporte alcanzó una utilidad neta cercana a \$5 billones de pesos en 2025.

Asimismo, las inversiones en el segmento de transporte ascendieron a \$294 millones de dólares (\$1,2 billones COP), en el año, enfocadas principalmente en la continuidad operativa de los sistemas de oleoductos y poliductos, a través de actividades de cruces, reparaciones mecánicas y geotecnia, contribuyendo a la estabilidad y confiabilidad del sistema. ([Ecopetrol](#))

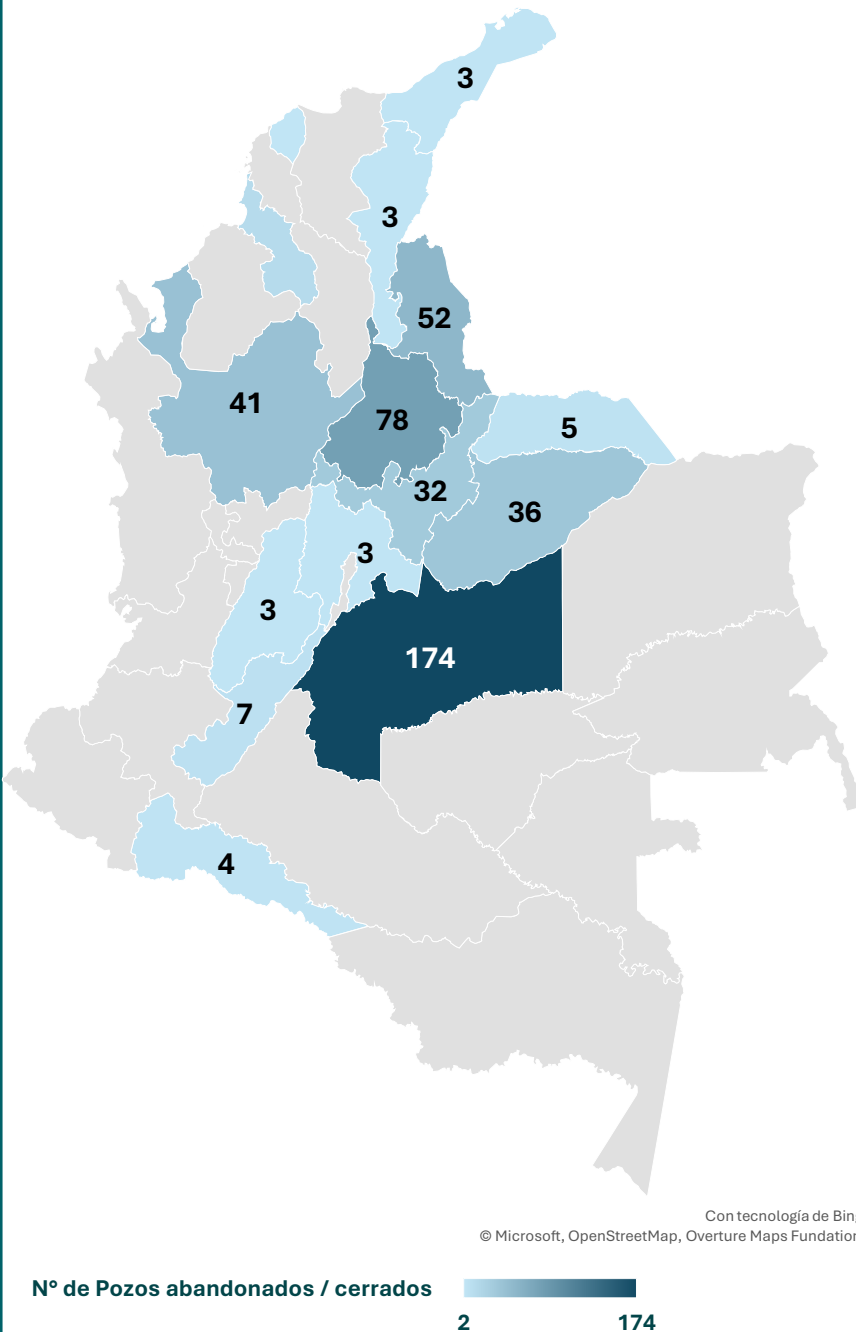
Total evacuado (KBPD)



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

Notas de interés #5

Pozos cerrados / abandonados 2025



En 2025, en Colombia se registraron 472 pozos cerrados / abandonados.

El departamento de Meta se consolidó como el principal departamento en abandono de pozos durante 2025, con 174 pozos, correspondientes al 36,9% del total nacional. Le siguen Santander (78 pozos; 16,5%), Norte de Santander (52; 11,0%), Antioquia (41; 8,7%), Casanare (36; 7,6%) y Boyacá (32; 6,8%), concentrando en conjunto el 87,5% del total nacional.

El volumen en Meta está asociado a la cantidad de campos en operación y al inventario de pozos existentes en el departamento.

De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el abandono de pozos corresponde al taponamiento y cierre técnico, entendido como el conjunto de operaciones que se ejecutan a lo largo de la cavidad del pozo y en el espacio anular entre este y los revestimientos, con el fin de asegurar el aislamiento de las formaciones productoras y de los acuíferos, evitando la migración de fluidos entre formaciones o hacia la superficie. ([ANH](#))

Fuente: ANH, cálculos CAMPETROL.

Notas de interés #6

Infraestructura de regasificación en Colombia: avances, capacidad proyectada y retos para el abastecimiento

En un contexto de reducción en la oferta nacional de gas natural y creciente dependencia de importaciones, la expansión de la infraestructura de regasificación se consolida como un componente estratégico para garantizar la seguridad energética del país. En línea con esta tendencia, Colombia avanza en el desarrollo de nuevos proyectos de importación, cuya entrada progresiva entre 2026 y 2027 permitiría ampliar de la capacidad de abastecimiento.

En el corto plazo, los proyectos más avanzados — con entrada estimada entre mediados y finales de 2026— podrían aportar cerca de 186 MPCD de capacidad adicional, equivalente a aproximadamente el 20% de la demanda nacional proyectada por la UPME para ese año.

Posteriormente, con la incorporación de iniciativas previstas para 2027, la capacidad total de importación podría escalar hasta 626 MPCD, lo que representaría más del 60% de la demanda promedio proyectada en el mediano plazo.

A nivel regional, el Caribe se consolida como el principal eje de importación, concentrando los proyectos de mayor capacidad:

- La planta de regasificación de SPEC, actualmente en operación, cuenta con una capacidad de 465 MPCD y contempla una expansión hasta 533 MPCD hacia 2027.
- El proyecto de regasificación en Puerto Bahía prevé una capacidad inicial de 126 MPCD, escalable hasta 370 MPCD hacia 2028.



Fuente: ECOPETROL.



Fuente: ECOPETROL.

Por su parte, el Pacífico emerge como un nodo clave para la diversificación del suministro, reduciendo la dependencia geográfica del Caribe:

- El proyecto de Regasificación del pacífico contempla una capacidad inicial de 60 MPCD, con entrada estimada en el segundo semestre de 2026 y potencial de expansión por encima de 120 MPCD.

En paralelo, se desarrollan iniciativas complementarias que fortalecerían la

confiabilidad del sistema a partir de 2027:

- El proyecto de la Planta de regasificación en la Guajira, mediante una unidad flotante de regasificación (FSRU), aportaría hasta 300 MPCD.
- El proyecto de importación en Coveñas, con una capacidad estimada de 126 MPCD, cuya entrada está prevista para finales del 2026.



Fuente: Grupo de Energía de Bogotá .

Hub de Gas Natural Coveñas

La infraestructura del terminal portuario Coveñas y la reconversión de activos del Grupo Ecopetrol aportarán al abastecimiento de Gas Natural a mediano y largo plazo



Fuente: ECOPELROL.

No obstante, pese al potencial de estos desarrollos, su materialización enfrenta cuellos de botella regulatorios, retos en la articulación institucional y retrasos en la aprobación de licencias ambientales y sociales, que podrían afectar el cumplimiento de los cronogramas.

Adicionalmente, resulta crítico avanzar de manera paralela en la expansión de la infraestructura de transporte, dado que, sin esta, la nueva capacidad de importación no se traducirá plenamente en gas

disponible para el mercado.

En este contexto, la celeridad en la ejecución de estos proyectos y el fortalecimiento del acompañamiento institucional serán determinantes para asegurar que la capacidad proyectada se materialice oportunamente y contribuya de manera efectiva al abastecimiento nacional.



Plataforma costa afuera, Sirius 2
Fuente: Ecopetrol

campetrol.org

Capítulo 4

Industria *Oil & Gas* en Venezuela

Notas de interés #7

Con su estrategia de relacionamiento internacional, en busca de oportunidades para el sector: CAMPETROL realizó una misión de relacionamiento a Venezuela

CAMPETROL realizó una misión de relacionamiento a Caracas (Venezuela) los días 27 y 28 de abril, con más de 90 participantes (50 empresas), en el marco del evento Venezuela Energética 2026 organizado por la Cámara Petrolera de Venezuela (CPV); adicionalmente, lideró el Foro “Oportunidades en Venezuela” con participación de empresas, gremios y expertos, donde se identificaron oportunidades de articulación con compañías locales y se abordó un proyecto de crecimiento en la actividad de E&P, en un contexto en el que la producción petrolera del país ha registrado un crecimiento anual del 18%, alcanzando en diciembre de 2025 alrededor de 1,2 millones de barriles por día.

Para alcanzar la meta de producción de 1,37 millones de barriles por día a diciembre de 2026, se requiere un incremento en la actividad de equipos de perforación y reacondicionamiento. De manera

complementaria, es necesario el fortalecimiento de la capacidad de generación de energía en campo, el mantenimiento de la infraestructura operativa y la disponibilidad de capital humano capacitado. Este proceso se articula con la evolución de los esquemas contractuales y los niveles de inversión, en un contexto que incide en la participación de las empresas de bienes y servicios y en la oferta de sus portafolios hacia este mercado.

La misión de Caracas corresponde a la sexta (VI) versión organizada por CAMPETROL, tras su participación en Guyana, Argentina, Brasil, Ecuador y México en el último año; estos espacios están orientados a la identificación de oportunidades para las empresas de bienes y servicios y al fortalecimiento de espacios de relacionamiento y desarrollo de negocios en el sector.



Fuente: CAMPETROL.

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

I. Contexto General

Históricamente, Venezuela se consolidó como un pilar fundamental del mercado energético global y miembro fundador de la OPEP, alcanzando un pico de producción de 3,5 millones de barriles diarios (MBPD) en el año 1997.

A partir de la década del 2000, la implementación de políticas de nacionalización, la reducción sostenida de la inversión, sumados a la imposición de sanciones internacionales, derivaron en una caída estructural de la producción, la cual alcanzó mínimos históricos de aproximadamente 345 mil barriles diarios (KBPD) en julio de 2020. Este comportamiento evidenció una desconexión progresiva entre el potencial de recursos del país y su capacidad efectiva de producción. [\(OPEP\)](#).

Recientemente, el país experimentó una transición geopolítica e institucional en enero de 2026, derivada de una operación militar que resultó en la captura del mandatario Nicolás Maduro y su traslado a Estados Unidos.

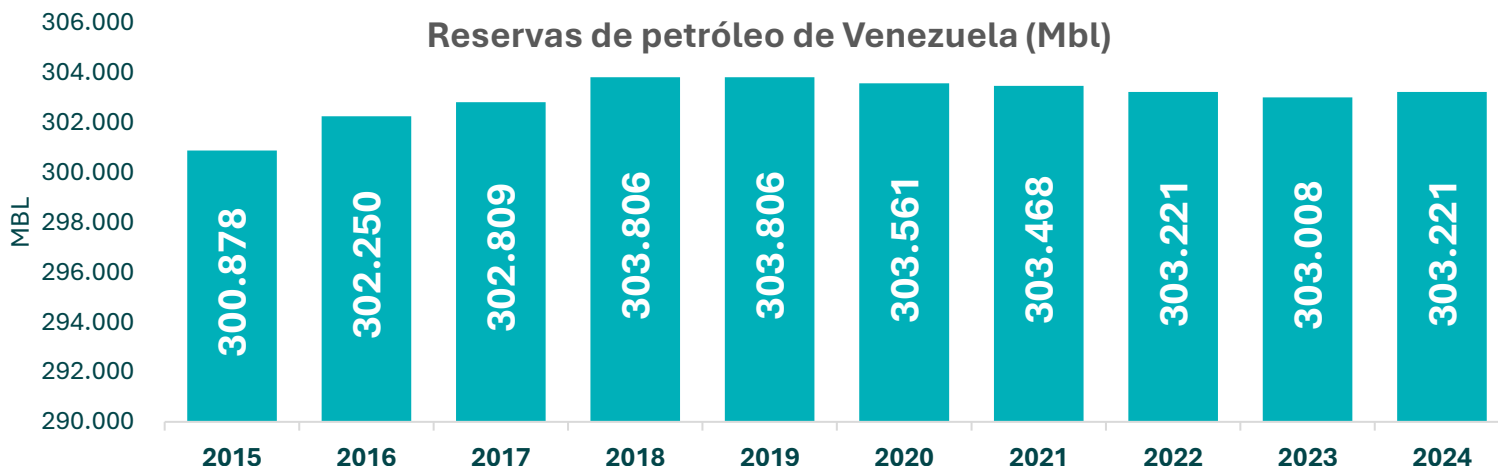
Este evento dio paso a un gobierno interino bajo el liderazgo de Delcy Rodríguez y la designación de Paula Henao como Ministra de Hidrocarburos, marcando un giro orientado a la estabilidad operativa y la apertura al capital extranjero.

En la actualidad, esta apertura y la flexibilización parcial de las sanciones económicas cobran una dimensión estratégica fundamental al respaldarse en la riqueza del subsuelo venezolano.

Al cierre de 2024, el país mantiene su posición con las mayores reservas probadas de petróleo a nivel mundial, cuantificadas en 303.221 millones de barriles. Este volumen, que equivale a aproximadamente 149 veces las reservas de petróleo de Colombia, constituye la base estructural que justifica el renovado interés del capital internacional por invertir en la recuperación operativa de la industria y reconectar el potencial geológico de la nación con los mercados energéticos globales. [\(OPEP\)](#).

En línea con este potencial, se estima la incorporación de 14,29 millones de barriles netos (MMBN) de reservas de crudo —de las cuales 11,01 MMBN corresponden a actividades exploratorias y 3,28 MMBN a estudios integrados—, así como 37,48 Millones de Pies Cúbicos Netos (MMPCN) de reservas de gas, con un desglose de 22,63 MMPCN en exploración y 14,85 MMPCN en estudios, lo que evidencia la continuidad de los esfuerzos por materializar recursos en reservas, según PDVSA.

Reservas de petróleo de Venezuela (Mbl)



Fuente: Cálculos CAMPETROL con base en información del *Annual Statistical Bulletin* de la [OPEP](#).

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

II. Desempeño reciente del sector de hidrocarburos en Venezuela y perspectivas 2026

El sector de hidrocarburos en Venezuela ha registrado una dinámica de recuperación en sus principales indicadores operativos, reflejada en el crecimiento de la producción, la reactivación de activos y la implementación de esquemas contractuales orientados a la atracción de inversión.

1. Producción de crudo y dinámica de crecimiento:

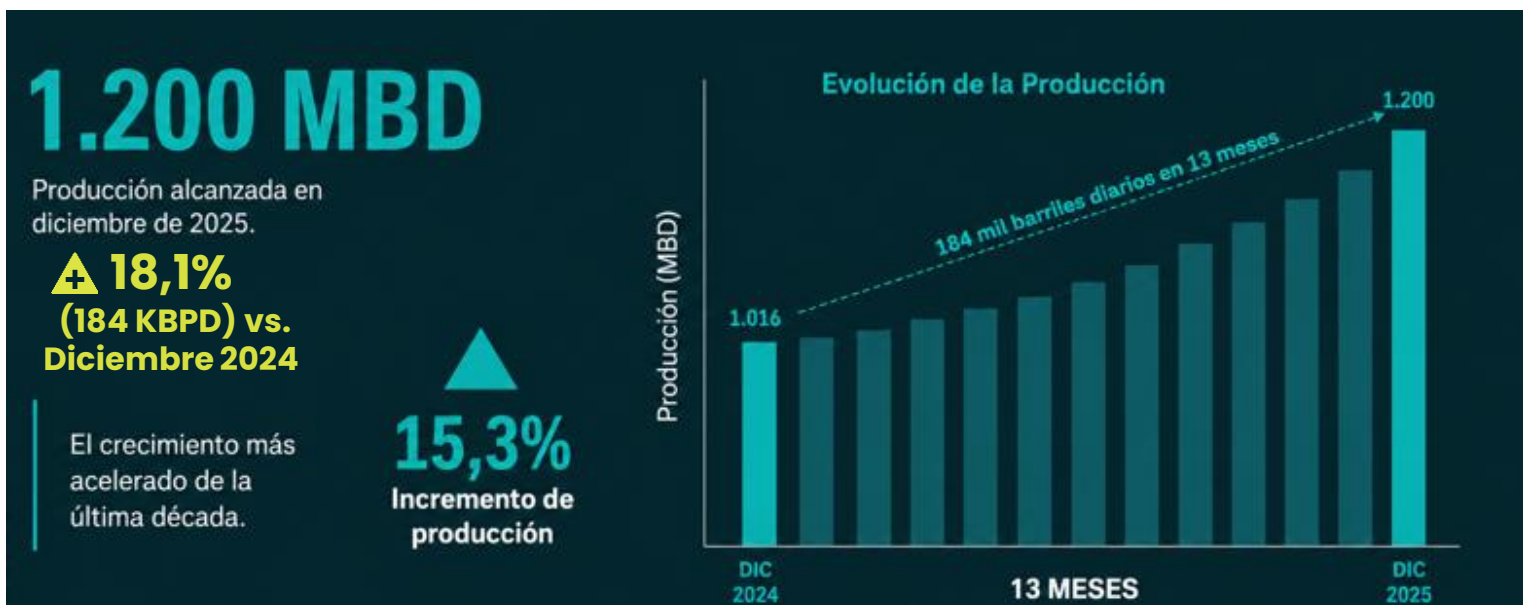
En diciembre de 2025, la producción nacional de petróleo alcanzó 1.200 MBD (1,6 veces la producción de Colombia en 2025), lo que representa un incremento de 15,3% frente a diciembre de 2024 (1.016 MBD). Este comportamiento se traduce en un aumento de +184 mil barriles por día en un periodo de 13 meses, evidenciando una tendencia de recuperación en la actividad upstream.

Para 2026, se establecen como referencia una producción de 1.370 MBD a diciembre y un promedio anual de 1.233 MBD, lo que sugiere la continuidad de esta dinámica operativa.

2. Modelo contractual y participación de inversión (CPP):

Durante 2025 se registró la suscripción de 29 Contratos de Participación Productiva (CPP), constituyendo el mayor número de contratos en un solo año bajo este esquema. La distribución geográfica de estos contratos evidencia una concentración en la Faja Petrolífera del Orinoco (18), seguida de Occidente (7), Llanos (2), Oriente (1) y Costa afuera (1).

Este modelo contractual se posiciona como un mecanismo relevante para la incorporación de capital, la expansión territorial de la actividad y el incremento de la producción, mediante la participación de operadores nacionales e internacionales.



Fuente: PDVSA

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

3. Refinación y aseguramiento del suministro interno:

El Sistema de Refinación Nacional (SRN) registró un incremento de +21% en su capacidad de procesamiento, acompañado de una mayor disponibilidad de combustibles en el mercado interno.

En términos de producción, se reportan niveles de: Gasolina: 108,1 MBD, Diésel y gasoil marino: 50,2 MBD y Jet A1: 5,2 MBD.

A nivel de infraestructura, se destaca la rehabilitación de la planta Bajo Grande y la interconexión total del sistema de poliductos, lo que fortalece la logística de distribución.

En cuanto a la red, se registran 108 estaciones de servicio operativas, con 71 adicionales en proceso de adecuación.

4. Exportaciones y participación en mercados internacionales:

En 2025, las exportaciones totales alcanzaron 309,1 millones de barriles, incluyendo crudo, productos residuales y refinados, consolidando la participación del país en mercados internacionales.

En productos de valor agregado, se reportan:

- Coque: 2.784 toneladas métricas
- Asfalto: 600 toneladas métricas

Para 2026, se proyecta un nivel de exportaciones de 1.108 MBD en promedio anual, considerando tanto crudo como productos refinados.


5. Producción de gas natural

En el segmento de gas natural, la producción nacional (incluyendo PDVSA y licencias) cerró diciembre de 2025 con 4.120 MPCD (5,2 veces la producción comercializada de Colombia en 2025) y contempla una meta de 4.439 MMPCD a diciembre de 2026, un promedio anual de 4.280 MMPCD.


El desarrollo del sector se orienta a la incorporación de nuevas licencias en tierra y costa afuera, con el objetivo de maximizar el aprovechamiento del potencial gasífero del país.

29

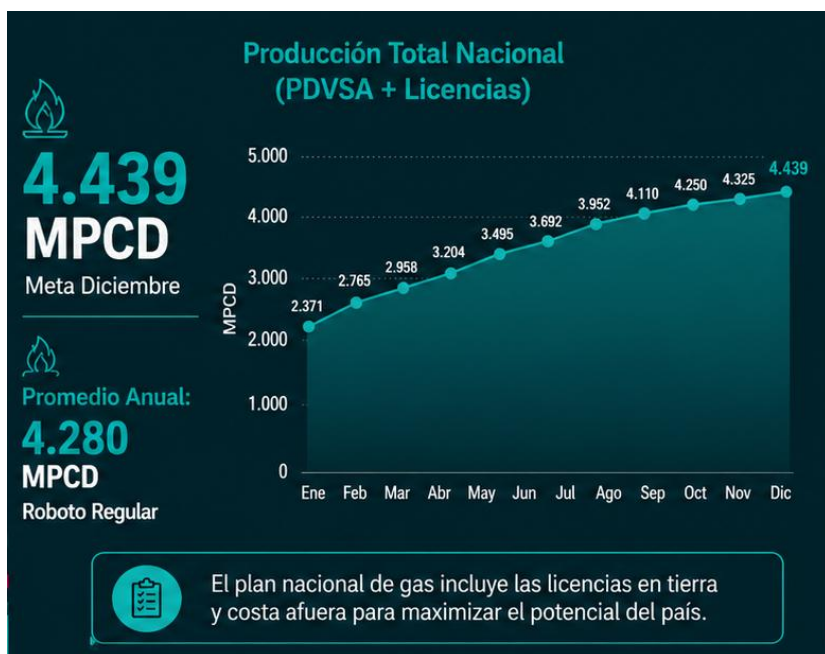
Contratos de Participación Productiva (CPP) suscritos en 2025.



Participación de operadores nacionales e internacionales, diversificando la inversión y las oportunidades.



Una estrategia de distribución geográfica diversificada para maximizar el potencial de nuestros recursos.



Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

6. Exploración, reservas y actividad técnica:

En términos de incorporación de reservas, se estiman:

- Crudo: 14,29 MMBN
- Exploración: 11,01 MMBN
- Estudios integrados: 3,28 MMBN
- Gas: 37,48 MMPCN
- Exploración: 22,63 MMPCN
- Estudios integrados: 14,85 MMPCN

La actividad exploratoria incluye la adquisición de 533 km de sísmica 2D, la reprocesamiento de 51.743 registros sísmicos y el desarrollo de 8 estudios exploratorios, orientados a la generación de información geológica y la identificación de nuevos prospectos.

7. Reactivación de taladros

La recuperación de la actividad en campo se refleja en la incorporación de 42 taladros durante 2025, alcanzando un total de 141 equipos operativos (42,4% más respecto a 2024).

Adicionalmente, se reporta la reactivación de 3.464 pozos, lo que evidencia una mayor utilización de la infraestructura existente y una intensificación de las operaciones.



Reservas de Crudo a Incorporar

14,29 MMBN

Desglose:

- Exploración: **11,01 MMBN**
- Estudios integrados: **3,28 MMBN**



Reservas de Gas a Incorporar

37,48 MMPCN

Desglose:

- Exploración: **22,63 MMPCN**
- Estudios integrados: **14,85 MMPCN**



Reactivación de Equipos

42 taladros incorporados en 2025,

alcanzando un total de 141 equipos operativos.

Logrado a través de Empresas de Capital Mixto, Modelos de Negocios con Terceros y Alianzas Comerciales.



+3.464 pozos

reactivados, demostrando una gestión efectiva de despliegue logístico y operacional.

Inversión en Capital Humano

Hito: Rehabilitación del Taladro Escuela **PDV-TE-001**.

Aseguramos y garantizamos el desempeño competitivo de nuestro personal a través de capacitación técnica en construcción de pozos, servicios y mantenimiento.



Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

IV. Faja Petrolífera del Orinoco: El núcleo del potencial venezolano

La Faja Petrolífera del Orinoco constituye el epicentro estratégico de la industria de hidrocarburos en Venezuela, abarcando una vasta extensión de entre 54.000 y 55.314 kilómetros cuadrados a lo largo del sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro.

En esta región se concentra aproximadamente el 87% (285.227 MBL) de las reservas totales del país ([Orinoco Research](#)), diversas evaluaciones geológicas y caracterizaciones de yacimientos estiman que la acumulación de petróleo original en sitio (OOIP, por sus siglas en inglés) oscila alrededor de 1,2 billones de barriles de crudo pesado y extrapesado. ([Petroleumag](#))

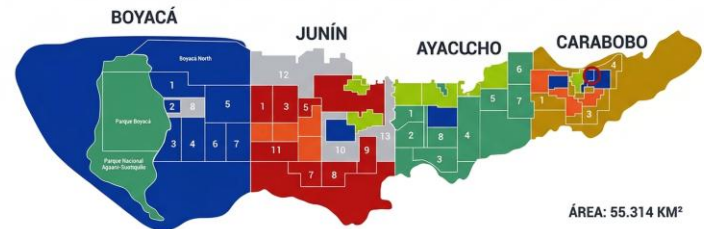
Esta magnitud representa una densidad de recursos extraordinariamente alta, calculada en 25 millones de barriles por kilómetro cuadrado, superando ampliamente a otras formaciones masivas del hemisferio, como las arenas bituminosas de Alberta en Canadá.

La relevancia comercial de este volumen gigantesco radica en que, mediante la aplicación de tecnologías extractivas de punta, es factible alcanzar un factor de recobro del 20%, lo cual viabiliza técnica la extracción de hasta 240.000 millones de barriles recuperables a lo largo de la vida productiva de la cuenca.

Desde una perspectiva geológica, los yacimientos primarios de la Faja se ubican a profundidades que varían entre los 1.000 y 3.000 pies, alojados de manera principal en las arenas no consolidadas. ([Petroleumag](#))

No obstante, la naturaleza del hidrocarburo in situ presenta desafíos físicos considerables, ya que se trata de crudos extrapesados con una gravedad API que oscila entre los 8° y 12°.

FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO



Fuente: Tomado de [ResearchGate - Figura 7 Áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco](#), modificado y adaptado para fines de este documento.

Para superar las limitaciones impuestas por la alta viscosidad y movilizar este recurso hacia la superficie, la industria requiere implementar esquemas operativos e inversiones altamente especializados. La extracción requiere la perforación de pozos horizontales y multilaterales, complementada con sistemas de levantamiento artificial, destacándose el uso de bombas de cavidad progresiva, bombas electrosumergibles y sistemas multifásicos.

La magnitud de este despliegue técnico no es un reto menor, tal como lo demuestra el historial operativo de la cuenca. Durante las décadas de 1980 y 1990, la caracterización de la Faja demandó programas de exploración y desarrollo, con campañas como la de la filial Maraven S.A., que perforó aproximadamente 160 pozos someros en un periodo de tres años

Posteriormente, entre los años noventa y la década del 2000, la conformación de empresas mixtas entre PDVSA y corporaciones internacionales de Estados Unidos, Reino Unido, Francia, China, India y Brasil impulsó operaciones continuas que resultaron en la perforación de más de 1.000 pozos en la región.

A finales de 2025, la Faja del Orinoco aportaba aproximadamente 600 KBPD, con un pico de producción de 1,2 MBPD en 2015. ([Orinoco Research](#)),

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

V. El nuevo marco regulatorio y el rol de las Licencias OFAC

La promulgación de la Ley de Reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), publicada en la [Gaceta Oficial N° 6.978](#) Extraordinario del 29 de enero de 2026, introduce modificaciones estructurales en el esquema de desarrollo del sector upstream en Venezuela.

El cambio central radica en la ampliación de los mecanismos mediante los cuales pueden ejecutarse las actividades primarias (exploración y producción), transitando desde un modelo predominantemente estatal hacia un esquema con mayor participación de capital privado, bajo control y supervisión del Estado.

Desde una perspectiva operativa, el objetivo de la reforma es mejorar la viabilidad económica de los proyectos, facilitar la incorporación de inversión extranjera y recuperar la capacidad productiva del país, particularmente en activos intensivos en capital como la Faja del Orinoco.

El elemento normativo más relevante se encuentra en la modificación del artículo 23, el cual redefine los sujetos habilitados para desarrollar actividades primarias, estableciendo tres modalidades:

- **Gestión directa por el Estado**, a través de empresas de exclusiva propiedad de la República.
- **Empresas mixtas**, en las cuales el Estado mantiene una participación accionaria mayoritaria y control operativo.
- **Empresas privadas domiciliadas en Venezuela**, que pueden participar como operadoras mediante contratos suscritos con empresas estatales o sus filiales.

Este último mecanismo constituye el principal cambio del marco regulatorio, al permitir la incorporación de operadores privados en

actividades que históricamente habían estado reservadas al Estado.

No obstante, dicha participación se mantiene estructurada bajo esquemas contractuales con entidades estatales, sin transferencia de la titularidad de los yacimientos.

Adicionalmente, la ley incorpora elementos orientados a mejorar la competitividad del sector, tales como la posibilidad de comercialización directa por parte de operadores autorizados y la inclusión de mecanismos alternativos de resolución de controversias, incluyendo arbitraje.

Estos cambios buscan reducir rigideces del esquema anterior y alinear el marco regulatorio con estándares internacionales requeridos para atraer inversión en proyectos de alta complejidad técnica y elevados requerimientos de capital.

En este contexto, si bien la reforma introduce mayor flexibilidad para la participación privada y mejora las condiciones contractuales del sector upstream, la materialización efectiva de estos incentivos se encuentra condicionada por el régimen de sanciones internacionales.

En particular, las licencias emitidas por la *Office of Foreign Assets Control* (OFAC) determinan el alcance operativo real de las compañías internacionales, al establecer qué actividades pueden ejecutarse, bajo qué condiciones financieras y con qué restricciones.

En consecuencia, el desarrollo del sector petrolero venezolano responde a una interacción dual entre apertura regulatoria interna y habilitación externa vía licencias.

Notas de interés # 7

Régimen de licencias OFAC en Venezuela

Licencia	Qué permite	Qué no permite / condiciones	Clave técnica
GL 46A	Exportación, transporte, refinación y comercialización de crudo venezolano	Pagos bajo normativa EE.UU.; sin transferencias directas a entidades sancionadas	Habilita flujo comercial internacional
GL 47	Suministro de diluyentes, logística (transporte, seguros, puertos)	Prohibidos pagos en oro o swaps de deuda; obligación de reportes	Permite movilizar crudo extrapesado
GL 48	Bienes, servicios, tecnología y soporte para E&P	No permite expansión ni nuevos desarrollos; pagos controlados	Sostiene operación upstream existente
GL 49	Negociación de contratos, inversiones y due diligence	Ejecución requiere autorización adicional OFAC	Habilita entrada potencial de capital
GL 50A	Producción, exportación, levantamiento y pagos locales (impuestos/regalías)	Ingresos controlados; sin libre repatriación	Permite operación real a las Empresas: BP, Chevron, ENI, Maurel & Prom, Repsol, Shell

La información presentada corresponde a una síntesis general del alcance de las licencias emitidas por la OFAC, no es exhaustiva y no comprende la totalidad de licencias vigentes. Su aplicación depende de condiciones específicas de cada caso, incluyendo aspectos contractuales, regulatorios y de cumplimiento vigentes. Fuente: [OFAC](#)

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

VI. Oportunidades regionales y relación con Colombia

La reactivación de la industria petrolera y de la economía venezolana representa un catalizador de dinámicas comerciales de gran relevancia para Colombia. Históricamente, la relación bilateral alcanzó niveles sobresalientes en el año 2008, cuando las exportaciones colombianas superaron los \$7.000 millones de dólares, un flujo que posteriormente se redujo casi a cero.

No obstante, a partir de la reapertura fronteriza en 2022 y la vigencia de un acuerdo comercial, se ha evidenciado un repunte táctico que llevó las exportaciones a acercarse a los \$1.100 millones de dólares hacia el año 2025. Este crecimiento no responde a una normalización económica integral, sino a una demanda enfocada en rubros donde el tejido empresarial colombiano tiene capacidad de respuesta rápida, abriendo oportunidades directas para la provisión de manufacturas, productos químicos, plásticos, alimentos y soluciones logísticas. ([Davivienda - Venezuela, ¿una oportunidad real que se abre para Colombia?](#))

En el ámbito específico del sector de hidrocarburos, el nivel de deterioro de la infraestructura venezolana es profundo y requiere el suministro de servicios técnicos. De acuerdo con información reciente, el sistema de refinación —con una capacidad instalada cercana a 1,3 millones de barriles diarios— ha operado en niveles de apenas 20–25% en periodos recientes, equivalentes a aproximadamente 250 KBPD – 300 KBPD barriles diarios. ([Reuters](#))

Si bien en febrero de 2026 se ha evidenciado una recuperación hacia niveles cercanos al 35% (≈450.000 bpd), el sistema continúa enfrentando limitaciones operativas asociadas a fallas eléctricas, mantenimiento insuficiente y restricciones logísticas ([Reuters](#))

La recuperación de activos críticos, incluyendo la red de oleoductos y el sistema de refinación, así como la reactivación de la producción en los segmentos de exploración y producción (E&P), requerirá inversiones de varios miles de millones de dólares en un horizonte de mediano plazo.

En este contexto, se configura una ventana estratégica para las empresas colombianas de bienes y servicios petroleros, las cuales cuentan con la proximidad geográfica y la experiencia técnica comprobada en la operación de campos maduros para insertarse en el suministro de ingeniería, mantenimiento industrial, logística portuaria y provisión de repuestos.

No obstante, el aprovechamiento de estas oportunidades exige un alto rigor en materia de gestión de riesgos. El régimen de sanciones de Estados Unidos continúa vigente bajo esquemas de flexibilización condicionada, lo que implica la necesidad de estrictos procesos de cumplimiento normativo.

En este sentido, resulta indispensable la verificación exhaustiva de contrapartes frente a listas como las de la OFAC, así como la estructuración de operaciones de alcance limitado, con montos controlados y mecanismos de pago seguros a través de canales financieros autorizados.

Adicionalmente, desde una perspectiva macroeconómica, Colombia enfrenta el reto de que una eventual apertura más amplia del sector energético venezolano atraiga flujos de inversión extranjera directa que compitan con el capital destinado a la exploración y producción, lo que refuerza la necesidad de consolidar un entorno de seguridad jurídica y competitividad fiscal que evite el desplazamiento de inversiones en mercados clave.

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

La reconfiguración del sector gasífero en Venezuela se está consolidando como uno de los ejes más relevantes de integración energética regional en el corto y mediano plazo. En este contexto, Colombia se posiciona como un actor clave, tanto por su cercanía geográfica como por su creciente necesidad de asegurar suministro de gas ante la reducción de su autosuficiencia.

El principal instrumento de integración gasífera entre ambos países es el gasoducto binacional Antonio Ricaurte, una infraestructura de aproximadamente 225 km y capacidad cercana a 500 millones de pies cúbicos diarios. ([Ministerio de Minas y Energía](#))

Construido en 2007, el gasoducto operó inicialmente en dirección Colombia–Venezuela hasta 2015, cuando quedó inactivo debido a tensiones políticas, incumplimientos contractuales y posteriormente las sanciones internacionales. ([La república](#))

En 2026, ambos gobiernos han planteado una hoja de ruta para la recuperación del gasoducto ([Ministerio de Minas y Energía](#)) la cual se encuentra en fase de preparación y aún no ha iniciado su ejecución. Esta contempla la sustitución de tramos críticos de tubería, la reactivación de la licencia

ambiental y la instalación de mesas técnicas entre autoridades y PDVSA.

Las estimaciones actuales indican que la rehabilitación tomaría hasta 2 años y requeriría inversiones del orden de \$30 MUSD ([La república](#)). Sin embargo, la viabilidad del suministro no depende únicamente de la recuperación del gasoducto, sino también de la capacidad de integrar los principales campos productores al sistema de transporte existente.

Si bien Venezuela cuenta con recursos gasíferos importantes —particularmente en desarrollos offshore como el campo Perla (Cardón IV)— la principal restricción para el suministro hacia Colombia no es la disponibilidad del recurso, sino las limitaciones en infraestructura de transporte y adecuación del gas ([El Nacional](#)). En particular, el gas producido en el campo Perla, ubicado costa afuera en el Golfo de Venezuela, no cuenta actualmente con una conexión directa, operativa y dedicada hacia el sistema de transporte terrestre que alimente el gasoducto binacional Antonio Ricaurte, el cual se conecta principalmente con la infraestructura del occidente venezolano en la cuenca del Lago de Maracaibo.



Localización del gasoducto binacional Antonio Ricaurte y su conexión entre Colombia y Venezuela.

Fuente: [Guía del Gas](#), “Finalmente se interconectan los dos sistemas de gasoductos en Colombia”, 2023.

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

VII. Análisis de la dinámica económica venezolana

Uno de los principales obstáculos para realizar un diagnóstico económico preciso sobre Venezuela es la discontinuidad y opacidad de las cifras oficiales. Históricamente, el Banco Central de Venezuela (BCV) ha mantenido periodos prolongados de "silencio estadístico". Esta ausencia de datos oficiales llevó a que organismos multilaterales, como el Fondo Monetario Internacional (FMI) y el Banco Mundial, excluyeran temporalmente a Venezuela de sus reportes globales o se vieran obligados a depender exclusivamente de estimaciones de terceros.

Actividad económica: el desafío de una recuperación de largo aliento.

A pesar de las limitaciones en la disponibilidad de datos, las estimaciones disponibles permiten identificar un cambio en el ciclo económico. La economía venezolana ha comenzado a registrar tasas de crecimiento positivas. De acuerdo con el PNUD, este ciclo de recuperación se inició en 2022 y, al cierre de 2025, acumula un crecimiento del 42%

Sin embargo, este crecimiento se presenta posterior a un periodo de retroceso en el cual Venezuela perdió el 75,8% de su PIB (2013-2021 PNUD), por esto a pesar del crecimiento de los años recientes, el PIB de Venezuela cerró 2025 65% por debajo del PIB de 2013 (PNUD).

Para comprender la magnitud del reto, Campetrol ha desarrollado escenarios prospectivos sobre cuánto tiempo le tomaría a la nación recuperar el tamaño que su economía tenía en 2013. A una tasa promedio del 6% anual tomaría 18 años, mientras que a una tasa del 10% se necesitarían 11 años.

Tasa de crecimiento promedio anual	Años necesarios para recuperar el PIB de 2013
6%	18 años
7%	16 años
8%	14 años
9%	12 años
10%	11 años

Variación PIB



Fuente: Cálculos CAMPETROL con base en información del BCV, años 2014-2019 y 2024-2025. PNUD: 2020-2023

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

Dinámica Inflacionaria: El Retorno de la Inestabilidad Monetaria

Tras un periodo de relativa calma en 2024, cuando la inflación logró cerrar en un 48,0%, la economía venezolana ha entrado en una nueva fase de aceleración. Como se observa en los registros más recientes, la trayectoria de los precios inició un ascenso sostenido durante 2025, cerrando dicho año con una variación anual del 475,3% según los datos del Banco Central de Venezuela (BCV).

Esta tendencia es validada por organismos internacionales como el PNUD, que a septiembre de 2025 reportaba un crecimiento acumulado del 256% y anticipaba un cierre anual cercano al 500%. La convergencia en tendencia y magnitud entre las cifras oficiales y las estimaciones externas refuerza el diagnóstico de una nueva espiral inflacionaria.

La información correspondiente al primer trimestre de 2026 confirma que la presión sobre el índice general de precios no ha cedido:

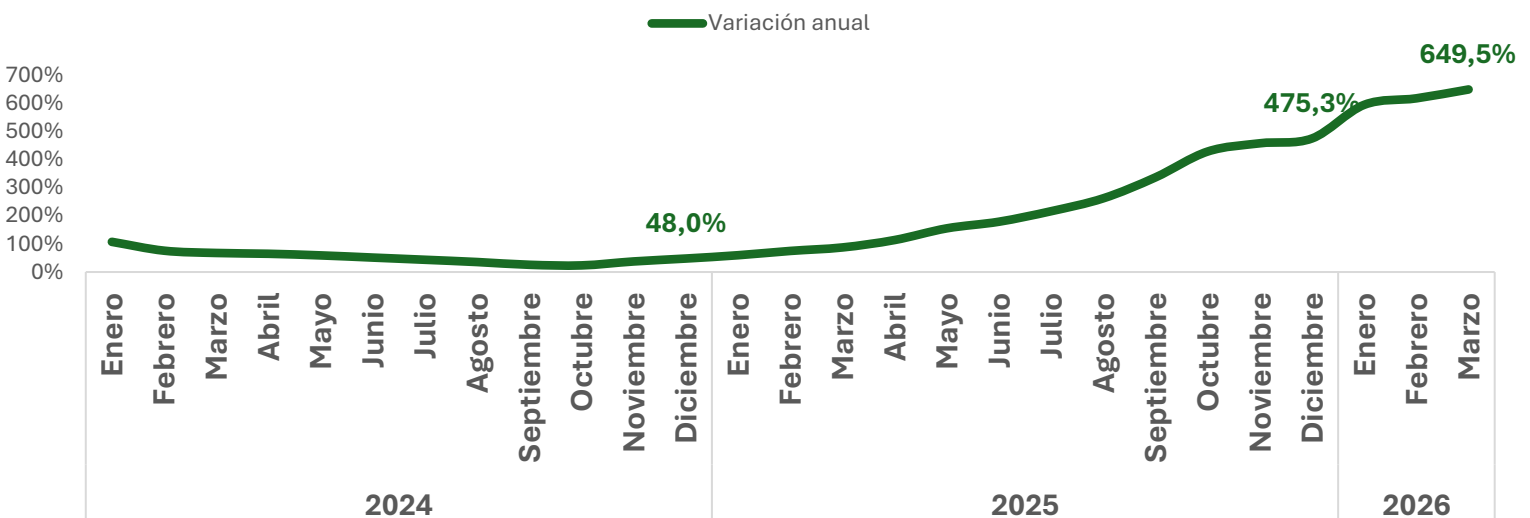
Aceleración a marzo: Al cierre del primer trimestre de 2026, la inflación anualizada alcanzó el 649,5%.

Ritmo mensual: Durante los primeros tres meses del año, el incremento promedio mensual de los precios se situó en un 19,8%.

Escenario proyectado: De mantenerse el crecimiento acumulado del 72% registrado a marzo, la inflación para el cierre del ejercicio 2026 podría ubicarse en torno al 870%.

Es fundamental destacar que, aunque estas variaciones se mantienen significativamente por debajo de los niveles extremos del periodo hiperinflacionario, cuando la tasa anual superó el 100.000%, la velocidad del repunte actual marca un retroceso en los esfuerzos de estabilización previos.

Variación anual del IPC Venezolano



Fuente: Cálculos CAMPETROL con base en información del BCV

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

El mercado de crédito no alcanza su potencial.

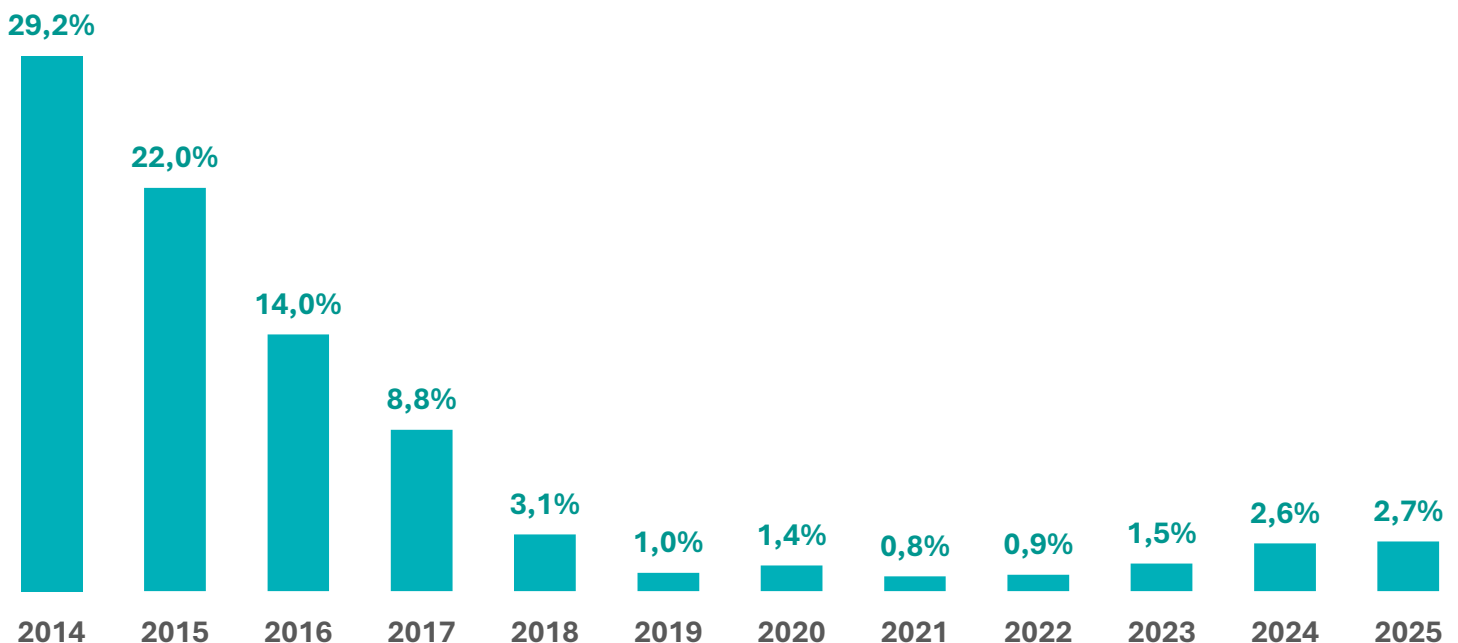
Un factor determinante en la evolución de la economía venezolana ha sido la política de restricción crediticia extrema. Si bien esta medida fue fundamental para contener la liquidez monetaria y frenar la hiperinflación en 2022, su prolongación en el tiempo ha generado un estrangulamiento financiero que impide que el aparato productivo nacional alcance su potencial de recuperación.

El eje central de esta estrategia ha sido la imposición de un encaje legal del 73% al sistema financiero. Este nivel de encaje, uno de los más altos del mundo, obliga a la banca a mantener la mayor parte de sus depósitos inmovilizados en el Banco Central, reduciendo drásticamente la capacidad de otorgar préstamos a empresas y hogares.

La debilidad del sector se hace evidente al analizar el crédito como proporción del tamaño de la economía:

- **Situación Actual:** Según estimaciones del PNUD, al cierre de 2025 el crédito bancario representó apenas el 2,7% del PIB.
- **Evolución Histórica:** Aunque esta cifra muestra una leve mejoría frente al mínimo histórico del 0,8% registrado en 2021, se mantiene significativamente por debajo del 29,2% alcanzado en 2014, año previo a la fase más aguda de la crisis.
- **Contexto Regional:** El rezago es aún más profundo al comparar a Venezuela con el resto de Latinoamérica, donde los niveles de crédito al sector privado suelen oscilar entre el 40% y el 50% del PIB.

Créditos como proporción del PIB



Fuente: Cálculos CAMPETROL con base en información del BCV

Venezuela: Dinámica reciente y perspectivas

VIII. Conclusiones y consideraciones estratégicas

La evolución reciente del sector de hidrocarburos en Venezuela evidencia un punto de inflexión relevante, en el cual convergen factores geológicos, regulatorios y geopolíticos que redefinen su papel en el contexto energético regional. A pesar de contar con una de las mayores bases de recursos del mundo, el desempeño histórico del país ha estado condicionado por limitaciones estructurales en inversión, infraestructura y gobernanza.

En el corto y mediano plazo, la recuperación del sector dependerá de la consolidación de un entorno institucional estable, la continuidad de los esquemas de flexibilización de sanciones y la capacidad de atraer capital internacional bajo condiciones competitivas.

Para el sector empresarial, particularmente para las empresas de bienes y servicios, este entorno configura oportunidades asociadas a la rehabilitación de infraestructura, la reactivación de producción y el desarrollo de proyectos energéticos, incluyendo actividades de ingeniería, mantenimiento industrial, integridad de activos, servicios a pozo, compresión, tratamiento de gas y logística especializada.

En este escenario, las empresas afiliadas a CAMPETROL cuentan con las capacidades técnicas, operativas y la experiencia necesaria para participar activamente en estos procesos de reactivación, en un mercado abierto donde competirán con actores internacionales.

La consolidación de la recuperación económica depende de consolidar una estabilidad monetaria que permita rehabilitar el crédito bancario para apalancar inversiones de mayor escala. La apertura en petróleo, gas y minería no solo atrae capitales, sino que facilita la transferencia tecnológica y la reinserción competitiva en mercados globales.

No obstante, la materialización de estas oportunidades exige un rigor en materia de gestión de riesgos, cumplimiento normativo y disciplina operativa, en un entorno caracterizado por incertidumbre regulatoria y geopolítica.

En materia de gas, si bien Venezuela cuenta con importantes recursos —como el campo Perla—, la principal limitación para la exportación hacia Colombia no es la disponibilidad del gas, sino la infraestructura para transportarlo. Actualmente, el gasoducto binacional Antonio Ricaurte, con una capacidad cercana a 500 MPCD, no se encuentra operativo y presenta limitaciones técnicas antes de poder habilitar flujos hacia el país.

Adicionalmente, el gas de los principales campos offshore no está directamente conectado a este sistema, lo que limita los volúmenes que pueden ser efectivamente exportados hacia Colombia. En este contexto, la materialización de estos flujos requerirá inversiones en infraestructura, la obtención de licencias por parte de la Office of Foreign Assets Control (OFAC) y tiempos de desarrollo que impiden considerarlo como una solución inmediata.

En síntesis, la relación energética entre Colombia y Venezuela se encuentra en una fase de reconfiguración, marcada por la coexistencia de oportunidades y restricciones. El aprovechamiento efectivo de este nuevo contexto dependerá de la capacidad de los actores públicos y privados de articular estrategias que integren seguridad energética y competitividad, en un entorno regional cada vez más dinámico, interconectado y competitivo.



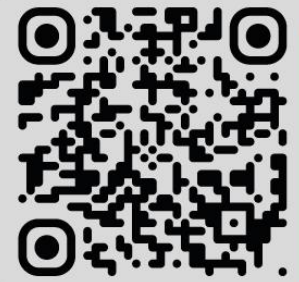
IX Cumbre del Petróleo, Gas y Energía

 Save the Date

4 al 6 de noviembre del 2026

 Centro de Convenciones Cartagena de Indias

Escanea el QR para separar
tu fecha en el calendario




acp
Asociación Colombiana
del Petróleo y Gas


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


ACOGEP
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GEÓLOGOS Y
GEOFÍSICOS DE LA ENERGÍA


ACIEM
Asociación Colombiana
de Ingenieros

AYÚDANOS A CUMPLIR LOS SUEÑOS DE
MÁS FAMILIAS COLOMBIANAS

Torneo
invitacional de
Golf | Petróleo,
Gas y
Energía
2026
CON UN PROPÓSITO
SOSTENIBLE

Gracias a los Aportes Voluntarios

De nuestros afiliados y aliados, hemos logrado la construcción de **ocho (8) nuevas viviendas**, brindando así más hogares dignos a familias en **Barrancabermeja y Cantagallo**.

Para el año 2026, ampliamos la meta de hacer **realidad los sueños** de más familias. Confiamos en que con su apoyo podremos alcanzar este objetivo juntos.



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



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

campetrol.org

Capítulo 5

Industria eléctrica nacional

Generación

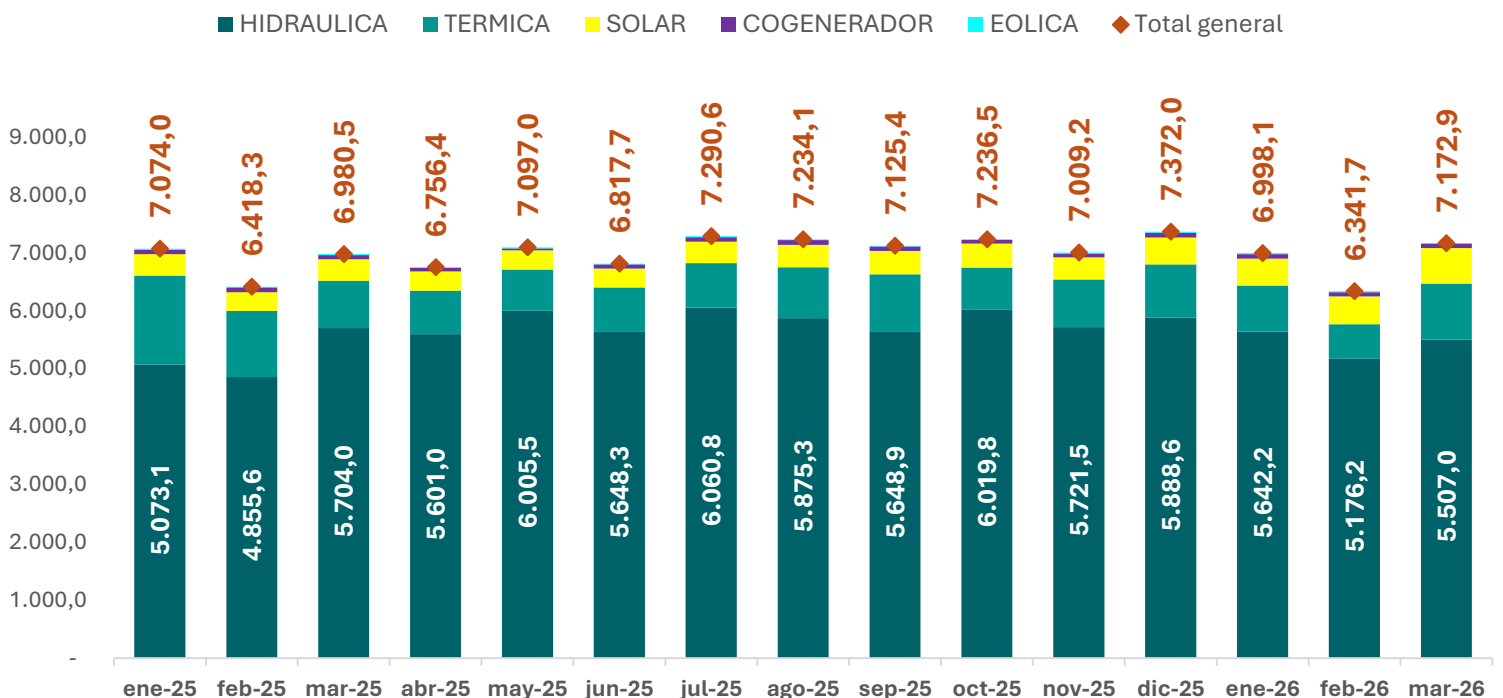
Durante el segundo semestre de 2025, el sistema eléctrico colombiano operó bajo condiciones hidrológicas favorables, reflejadas en mayores niveles de embalses y una menor presión sobre la generación térmica. Este entorno permitió una mayor participación de fuentes renovables, particularmente hidráulicas, consolidando la estabilidad operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La generación eléctrica mantuvo una tendencia de crecimiento moderado, en línea con la evolución de la demanda. En conjunto, el año 2025 evidenció un sistema más balanceado en términos de oferta energética, con una matriz altamente dependiente de condiciones climáticas, pero con señales de diversificación progresiva.

Según cifras de XM, la generación eléctrica en el periodo julio–diciembre de 2025 alcanzó 43.267,9 GWh, con un promedio diario de 235,2 GWh-d, lo que representa un incremento del 2,4% frente al mismo semestre de 2024. Con este resultado, el

año 2025 cerró con una generación acumulada de 84.411,9 GWh, equivalente a un crecimiento del 1,7% frente a 2024 y un promedio anual de 231,2 GWh-d. El nivel máximo de generación se registró en diciembre, con 237,8 GWh-d.

En el segundo semestre de 2025, la matriz de generación estuvo dominada por fuentes hidráulicas, con una participación de 81,4%, lo que representa un incremento de 15,5 puntos porcentuales (pp) frente al mismo periodo de 2024 (65,9%). En contraste, la generación térmica redujo su participación a 11,8% (-16,8 pp), en línea con condiciones hidrológicas favorables que permitieron mayores niveles de embalse y una menor necesidad de despacho térmico. Por su parte, las fuentes no convencionales continuaron consolidando su aporte: la generación solar alcanzó 5,6% (+1,3 pp), la cogeneración 1,05% (+0,01 pp) y la eólica 0,2% (+0,03 pp), reflejando una mayor diversificación de la matriz.

Generación GWh-d por tipo de generación



Fuente: [XM](#), cálculos CAMPETROL.

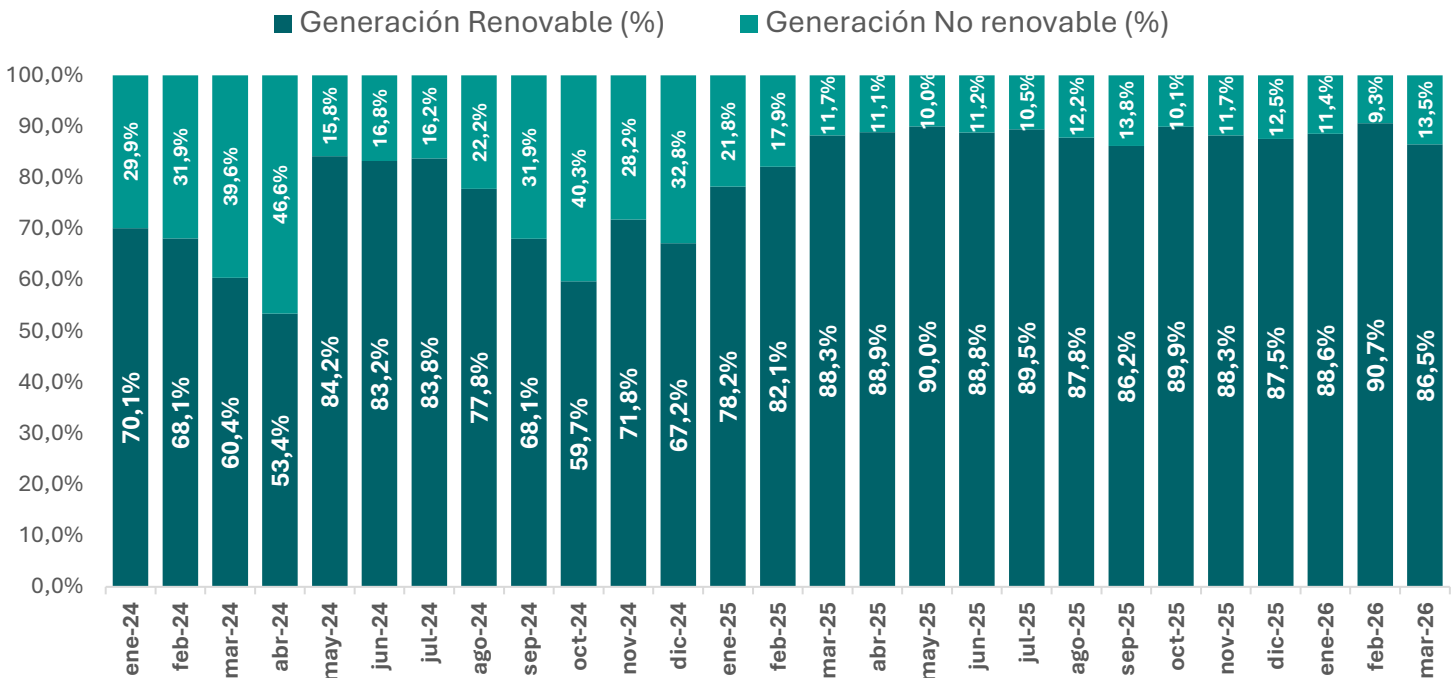
Las cifras de generación expuestas corresponde a la Generación Real del SIN.

A nivel anual, la generación hidráulica representó el 80,7% del total en 2025, con un incremento de 15,2 pp frente a 2024, consolidándose como la principal fuente de abastecimiento del sistema. En términos agregados, entre enero y diciembre de 2025, las fuentes renovables (hidráulica, solar, eólica y cogeneración) aportaron el 87,2% de la generación total, lo que representa un aumento de 16,6 pp frente a 2024, mientras que las fuentes no renovables participaron con el 12,8%. Este comportamiento evidencia un cambio en la

composición del mix de generación, explicado principalmente por una mayor disponibilidad hídrica durante el año.

Respecto a la información más reciente, en marzo de 2026 la generación eléctrica alcanzó 7.172,9 GWh, con un crecimiento de 2,8% frente al mismo mes de 2025 y de 13,1% respecto a febrero de 2026. En este mes, las fuentes renovables representaron el 86,5% de la generación, mientras que las no renovables aportaron el 13,5%.

Generación por tipo de fuente



Fuente: XM, cálculos CAMPETROL.

Proyectos de generación eléctrica

En este contexto, la evolución de la matriz de generación se complementa con el desarrollo de nuevos proyectos, cuya composición evidencia una mayor incorporación de fuentes no convencionales, especialmente solar fotovoltaica, en el portafolio de expansión del sistema.

El seguimiento a los proyectos de generación eléctrica permite observar la evolución tecnológica

del sistema energético colombiano. Con corte al 25 de febrero de 2026, la información consolidada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) reporta un total de 171 proyectos de generación en estado vigente, que en conjunto representan una capacidad estimada de 14.085,1 MW, en el marco de una transformación gradual de la matriz eléctrica nacional.

De acuerdo con la distribución por fuente, la energía solar fotovoltaica concentra la mayor participación, con 123 proyectos (71,9%), seguida por la hidráulica con 32 proyectos (18,7%). Por su parte, la generación térmica agrupa 8 proyectos (4,7%), la eólica 7 proyectos (4,1%), y la biomasa 1 proyecto (0,6%).

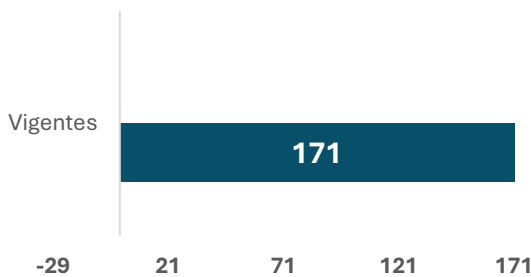
En términos de estado de avance, los proyectos se concentran principalmente en Fase 2 (85 proyectos) y Fase 1 (82 proyectos), mientras que una menor proporción se encuentra en Fase 3 (4 proyectos). Estas fases corresponden al grado de madurez de los proyectos dentro del proceso de conexión al sistema: la Fase 1 agrupa iniciativas en etapas iniciales de formulación y prefactibilidad; la Fase 2 incluye proyectos con estudios más avanzados y gestión de permisos en curso; y la Fase 3 corresponde a proyectos cercanos a su

ejecución, con mayor nivel de definición técnica y viabilidad para entrar en operación.

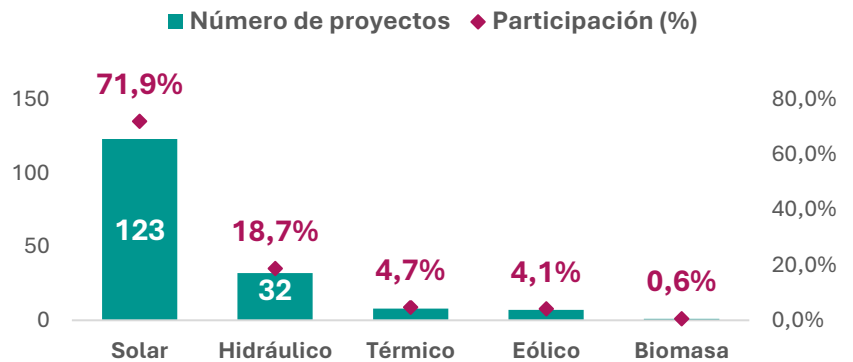
Por rangos de capacidad, se observa una mayor concentración en proyectos de 1 a 10 MW (49 proyectos), seguido por aquellos entre 50 y 100 MW (40 proyectos) y los mayores a 100 MW (35 proyectos), lo que refleja una combinación entre desarrollos de gran escala y proyectos de menor capacidad, particularmente asociados a fuentes renovables.

Este conjunto de desarrollos representa una expansión relevante de la capacidad instalada prevista para los próximos años, con una participación predominante de tecnologías renovables, especialmente solar, en la estructuración futura de la matriz eléctrica del país.

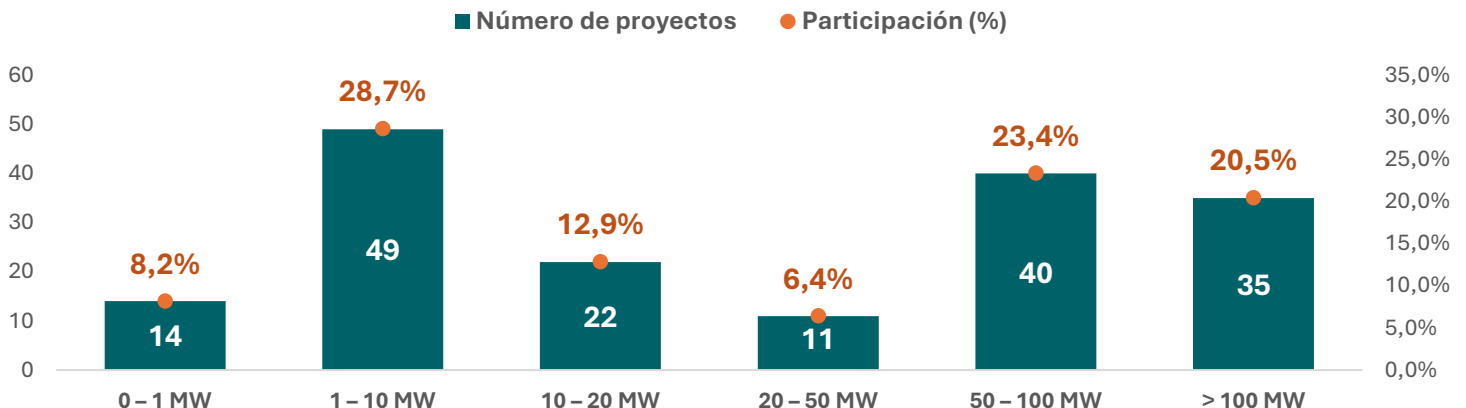
Número de Proyectos de generación



Por Fuente



Por Rango de Capacidad



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

Demanda

Así mismo, en el segundo semestre de 2025, la demanda total de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se ubicó en 43.059,2 GWh, con un promedio diario de 234,0 GWh-d, lo que representa un incremento del 4,2% frente al mismo periodo de 2024. Con este resultado, la demanda anual alcanzó 84.049,1 GWh, registrando un crecimiento del 2,0% frente a 2024. Durante este periodo, el mayor nivel de demanda se presentó en julio, con 235,3 GWh-d.

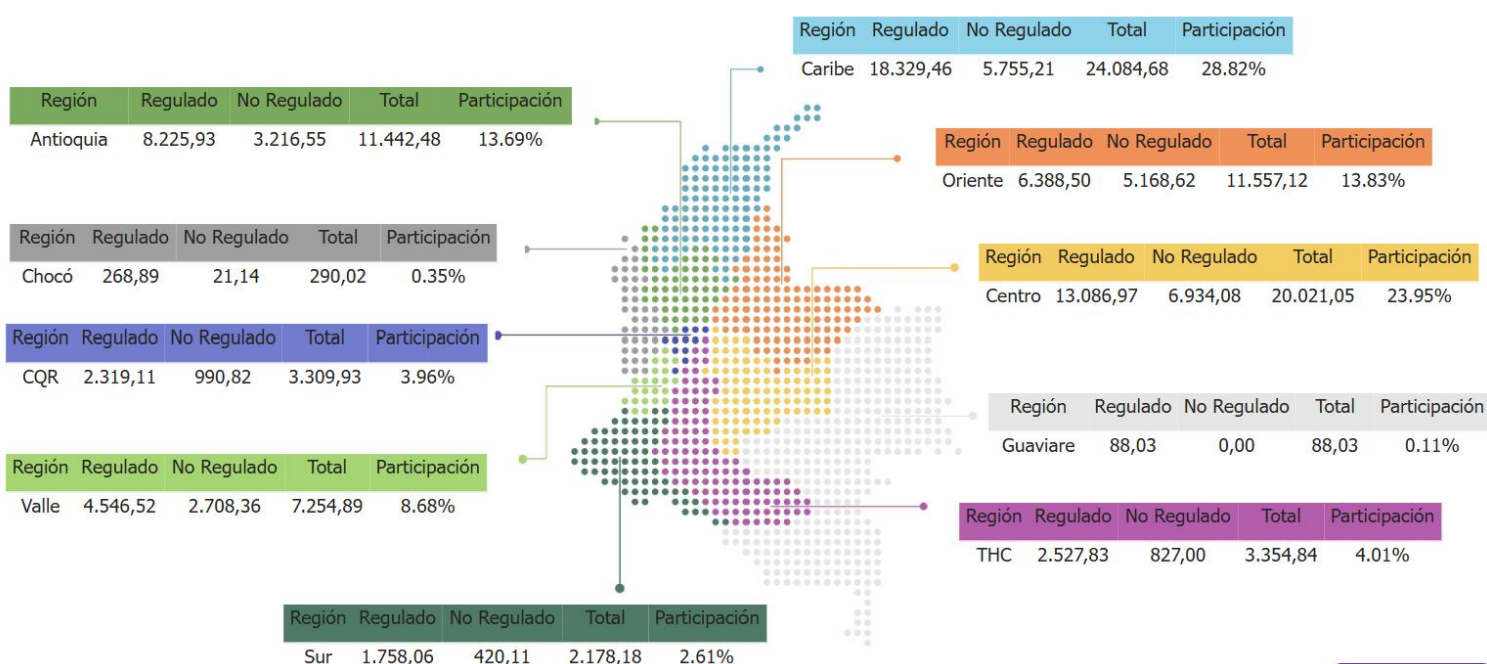
En cuanto a la información más reciente, en marzo de 2026 la demanda del sistema se ubicó en 7.462 GWh, con un promedio diario de 240,7 GWh-d, lo que equivale a un incremento de 5,8% frente a marzo de 2025 y de 2,2% respecto a febrero de 2026.

Respecto a la demanda comercial, esta alcanzó 42.813,4 GWh en el segundo semestre de 2025, con un crecimiento del 4,1% frente al mismo periodo del año anterior. En el acumulado anual, la demanda comercial se situó en 83.585,3 GWh, aumentando 2,4% frente a 2024. De este total, el 68,8% correspondió al mercado regulado y el 31,2% al

mercado no regulado, evidenciando la predominancia del consumo residencial y de pequeños usuarios en la estructura de la demanda.

A nivel regional, la demanda comercial se concentró principalmente en la región Caribe (28,8%), seguida de la región Centro (23,9%), Oriente (13,8%) y Antioquia (13,7%). El 14,7% restante se distribuyó entre otras regiones del país, incluyendo Valle, THC, CQR, Chocó y Guaviare.

A pesar de la capacidad de respuesta del SIN, durante 2025 se presentaron episodios de demanda no atendida (DNA). Los valores más altos se registraron en marzo (8,2 GWh) y julio (7,5 GWh), mientras que los mínimos se observaron en enero (3,2 GWh) y diciembre (3,4 GWh). Estas restricciones no se asocian principalmente a déficits estructurales de generación, sino a limitaciones en la red de transmisión, mantenimientos programados y restricciones regionales, que afectan la flexibilidad operativa del sistema ante picos de demanda o contingencias.

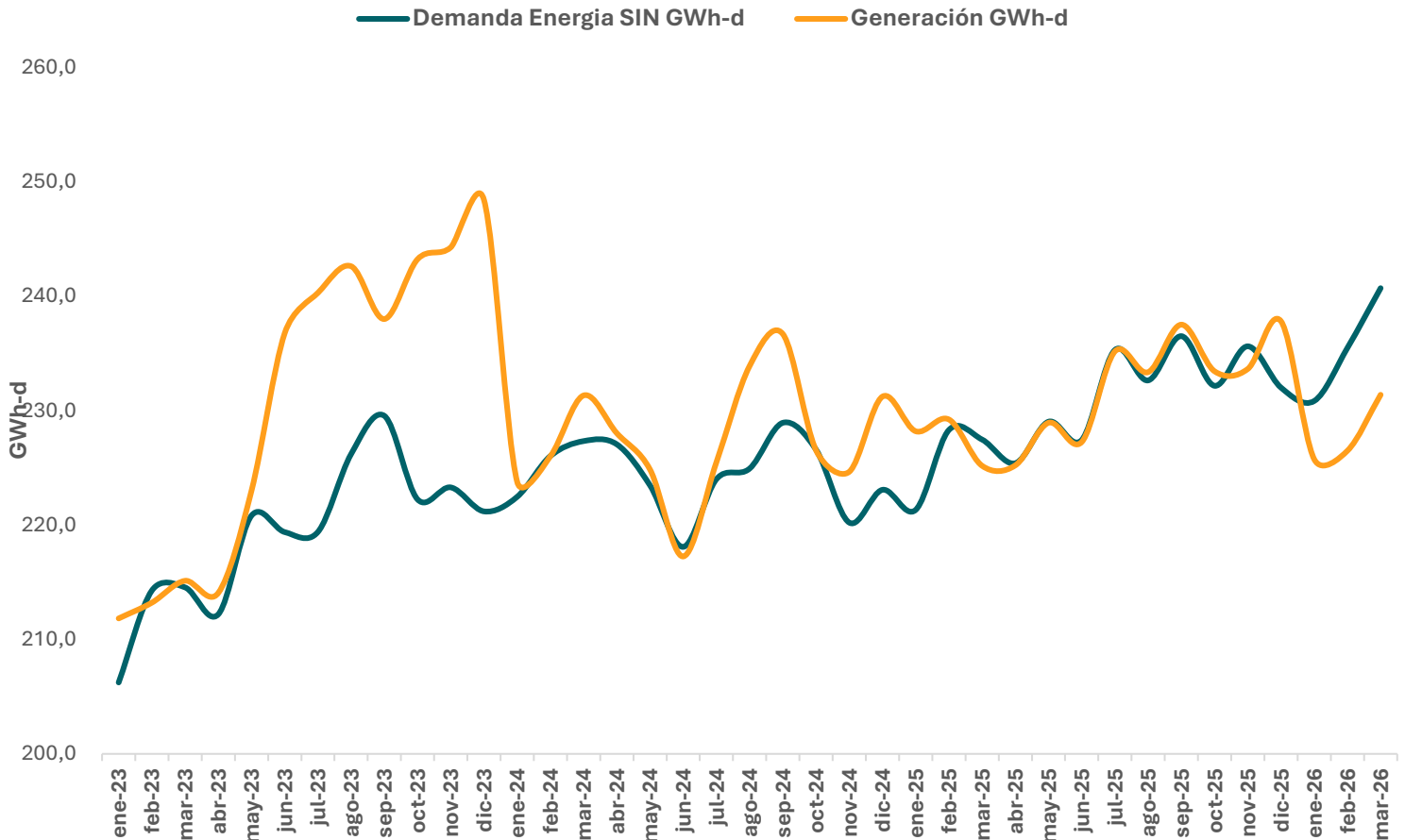


Fuente: XM.

En síntesis, la demanda de energía eléctrica en 2025 presentó una trayectoria creciente y consistente, con incrementos tanto en el consumo total como en la demanda comercial. La distribución entre mercados regulado y no regulado, así como la concentración regional, se mantuvieron estables, lo

que sugiere una estructura de consumo consolidada y sin cambios significativos en los patrones de demanda a nivel nacional. futura de la matriz eléctrica del país.

Demanda vs Generación (GWh-d) de energía eléctrica



Fuente: [XM](#).

Transacciones de energía

Durante el segundo semestre de 2026, las exportaciones totalizaron 330,7 GWh, lo que representa un incremento del 12,6% frente al primer semestre de 2025 (293,7 GWh). El flujo exportador mostró una mayor dinámica hacia el cierre del año, destacándose diciembre con 187,4 GWh, el valor

más alto del semestre, seguido de septiembre (57,2 GWh) y octubre (46,0 GWh). En contraste, entre julio y agosto los niveles fueron moderados, reflejando condiciones aún ajustadas en la operación del sistema.

Por el lado de las importaciones, estas alcanzaron 87,1 GWh en el semestre, lo que equivale a una reducción del 18,0% frente al primer semestre (106,0 GWh). Los mayores volúmenes se concentraron en noviembre (57,2 GWh) y septiembre (21,2 GWh), mientras que en el resto de los meses las compras externas se mantuvieron en niveles bajos, inferiores a 3 GWh mensuales.

En el consolidado anual, Colombia registró exportaciones por 624,4 GWh e importaciones por 193,1 GWh.

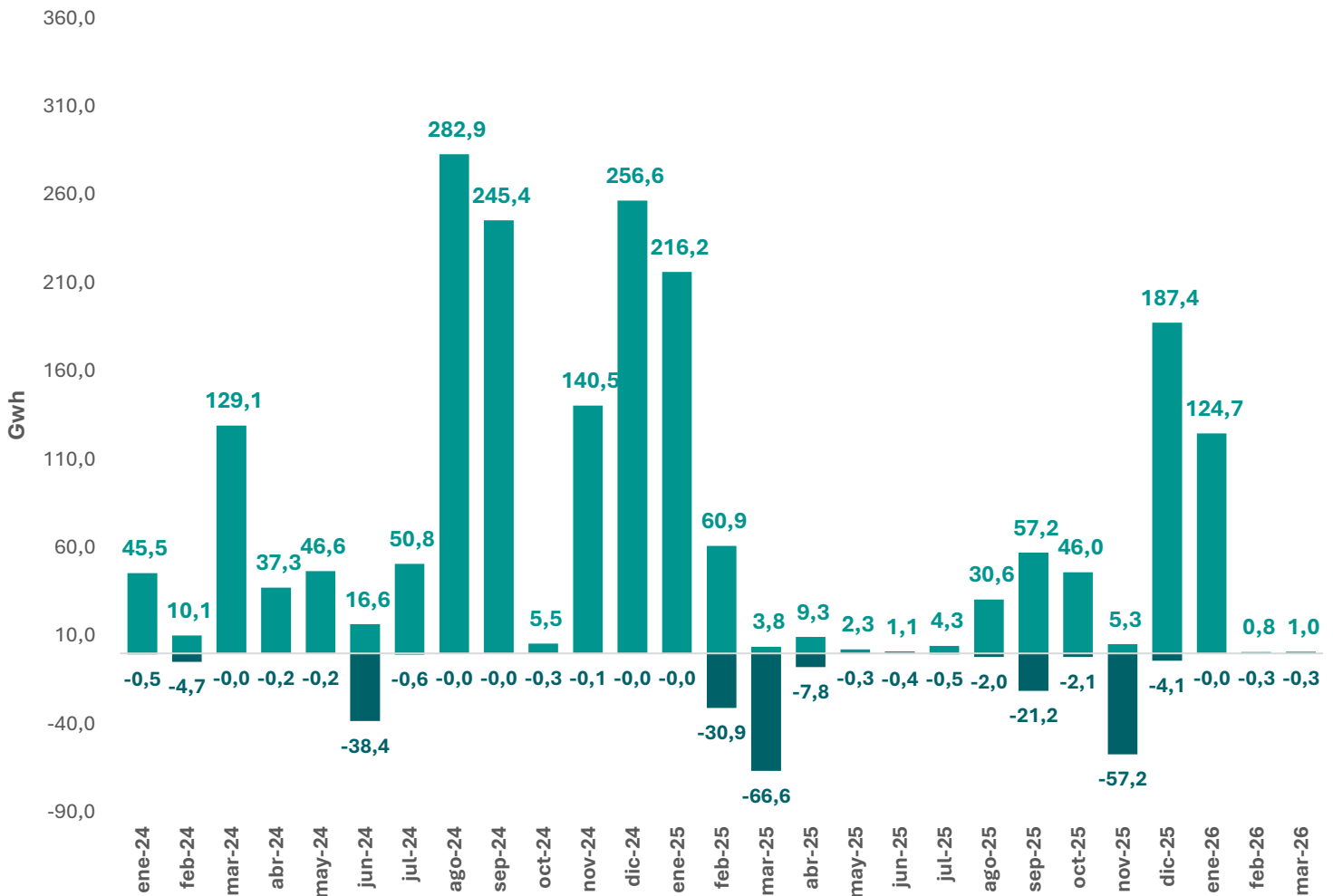
Según la última información disponible en marzo de

2026, se observa un inicio de año con un fuerte componente exportador y niveles bajos de importación. En el primer trimestre, las exportaciones acumulan 126,5 GWh, impulsadas principalmente por enero (124,7 GWh), mientras que en febrero y marzo los flujos fueron bajos (inferiores a 1 GWh mensual). Por su parte, las importaciones totalizan 0,6 GWh.

En conjunto, la evolución reciente de las transacciones internacionales ratifica el carácter flexible de la interconexión Colombia-Ecuador, que permite alternar entre importaciones y exportaciones según las condiciones del sistema.

Transacciones interancionales de energía

■ Importaciones (Gwh) ■ Exportaciones (GWh)



Fuente: [XM](#), cálculos CAMPETROL.

Notas de interés # 8

Fortalecimiento del sistema de transmisión en Colombia: un habilitador para la expansión energética

El desarrollo del sistema eléctrico colombiano se encuentra en una etapa de transformación marcada por el crecimiento de la demanda, la incorporación de nuevas tecnologías de generación y la diversificación de la matriz energética. En este contexto, según la [UPME](#), la planeación sectorial ha priorizado la expansión de la infraestructura eléctrica bajo criterios de confiabilidad, eficiencia operativa y sostenibilidad.

Sin embargo, más allá de la expansión de la generación, el sistema enfrenta un desafío estructural asociado a la capacidad de la red de transmisión para transportar la energía desde los centros de producción hacia los centros de consumo. Este elemento resulta determinante para garantizar la operación segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En esta línea, análisis del CREE calcula que el crecimiento requerido del sistema de transmisión debe ser significativo. La longitud del sistema pasaría de aproximadamente 15.000 km en 2020 a cerca de 28.000 km en 2040, lo que implica una expansión de 1,8 veces en dos décadas. A más largo plazo, hacia 2050, el sistema debería alcanzar niveles cercanos a 42.000 km, es decir, un crecimiento de 2,7 veces frente a 2020. Este incremento refleja no solo el aumento de la demanda, sino también la necesidad de integrar nuevos polos de generación, particularmente renovables.

Adicionalmente, el fortalecimiento de la red requiere inversiones diferenciadas por región. En zonas como Caribe se estiman necesidades de incorporación de entre 1.800 y 2.140 MVA en transformación y hasta 850 MVA en nuevas líneas, mientras que regiones como Oriental y Antioquia demandan expansiones relevantes tanto en transformación (hasta 1.800 MVA) como en líneas

de transmisión en niveles de 230 kV y 500 kV. Estas cifras evidencian que el reto no es homogéneo y requiere una planeación territorial diferenciada.

Así, según la UPME en [El Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica](#) se identifican:

1. Principales dificultades del sistema:

El diagnóstico de la red de transmisión evidencia limitaciones estructurales que afectan su operación y confiabilidad. Entre las principales dificultades se encuentran la existencia de subestaciones con baja redundancia, restricciones operativas recurrentes y configuraciones que limitan la flexibilidad del sistema.

Adicionalmente, se identifican restricciones en la capacidad de transporte de energía entre regiones, lo que dificulta la atención de la demanda en condiciones críticas. Estas limitaciones han llevado a la implementación de medidas operativas temporales, reflejando la necesidad de soluciones estructurales en la infraestructura. En este contexto, el rezago en la expansión de la red frente al crecimiento esperado del sistema acentúa estas restricciones.

2. Necesidades del sistema: qué se debe hacer:

Para superar las limitaciones identificadas, se requiere una intervención integral sobre la red de transmisión, enfocada en ampliar su capacidad, mejorar su configuración y fortalecer su operación. En este sentido, las principales acciones son:

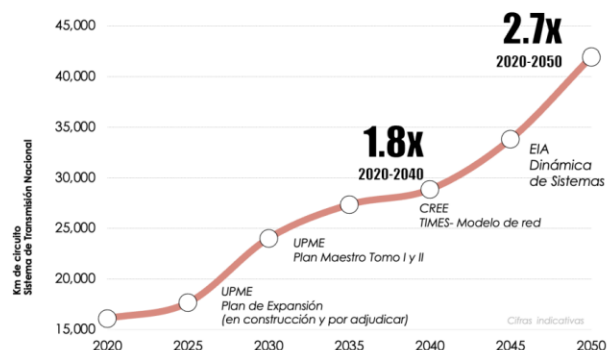
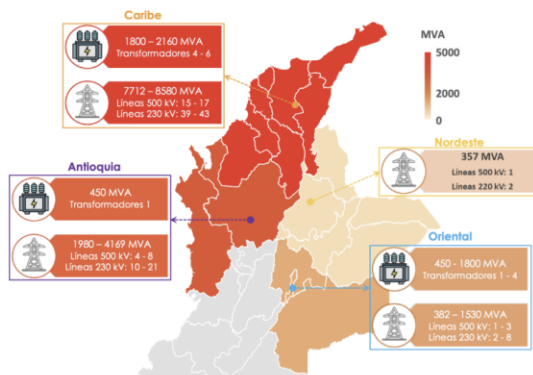
- **Ampliar la capacidad de transporte de energía**, mediante el desarrollo de nuevos corredores de transmisión y el refuerzo de líneas existentes en niveles de alta y extra alta tensión.

- **Ampliar la capacidad de transporte de energía**, mediante el desarrollo de nuevos corredores de transmisión y el refuerzo de líneas existentes en niveles de alta y extra alta tensión, en línea con el crecimiento proyectado del sistema.
 - **Desarrollar nuevas subestaciones y puntos de transformación**, que permitan descongestionar nodos críticos y mejorar la distribución de flujos en el sistema.
 - **Incrementar la redundancia de la red**, pasando de esquemas radiales a configuraciones más robustas que reduzcan la vulnerabilidad ante fallas, así como acompañar el incremento estimado de capacidad instalada en regiones clave.
 - **Modernizar la infraestructura existente**, a través de la repotenciación de líneas, actualización de equipos y mejora en la capacidad de interrupción de cortocircuito.
 - **Incorporar tecnologías avanzadas de operación**, como dispositivos de control de flujo, compensación reactiva y almacenamiento de energía, que permitan una mayor flexibilidad operativa.
 - **Fortalecer la estabilidad del sistema**, ante la creciente participación de generación renovable, mediante soluciones que aporten inercia, control de tensión y respuesta en frecuencia.
 - **Optimizar la ejecución de proyectos**, abordando cuellos de botella asociados a licenciamiento ambiental, gestión territorial y coordinación institucional, **los cuales actualmente condicionan el cumplimiento de los cronogramas de expansión.**
- Estas acciones son necesarias para garantizar que la expansión de la generación pueda integrarse de manera efectiva al sistema y que la energía producida pueda ser transportada sin restricciones.

3. Conclusiones:

El fortalecimiento oportuno de la infraestructura permitirá reducir restricciones, mejorar la operación del sistema y asegurar que la energía generada pueda ser transportada de manera eficiente hacia los centros de consumo. En este contexto, la expansión de la transmisión constituye una condición necesaria para el desarrollo sostenible del sistema eléctrico colombiano.

¿Qué tenemos que hacerle en el STN a 2040?

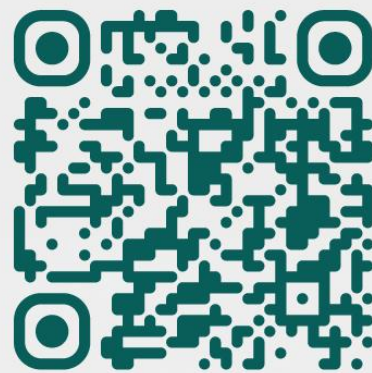


Fuente: CREE

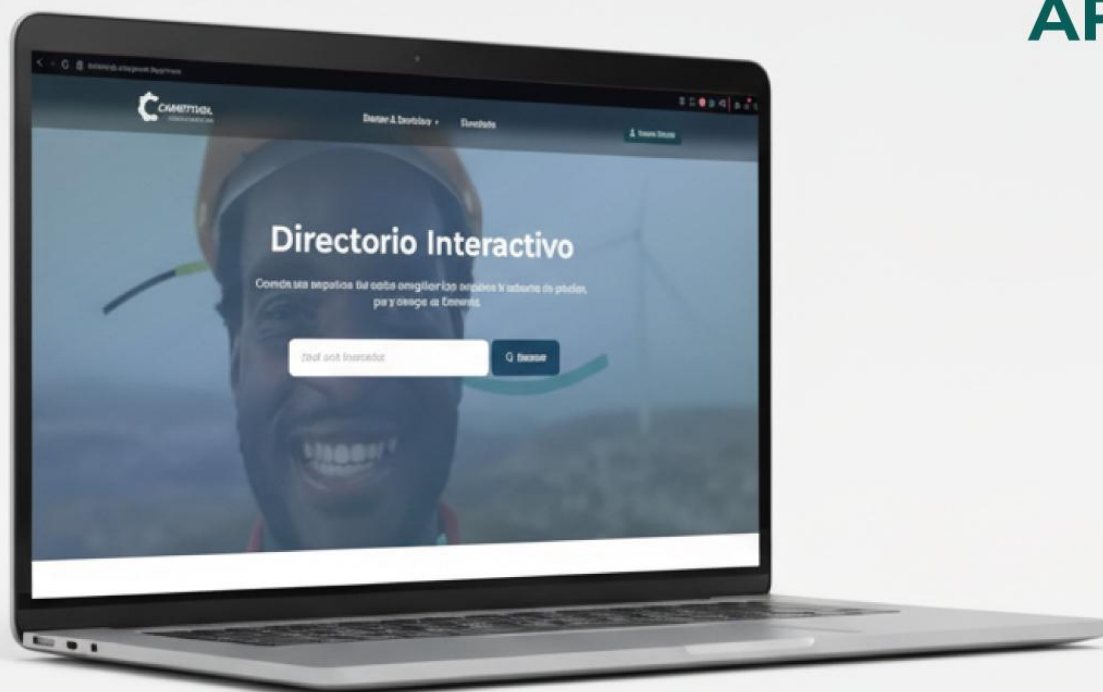
¡NUEVO!

Directorio Interactivo

- + Megamenú con 8 categorías y 50 subcategorías
- + 1.900+ bienes y servicios basados en UNSPSC
- + Perfiles empresariales más completos
- + Experiencia, proyectos y certificaciones verificables
- + Navegación ágil y diseño intuitivo



Conozca a
**NUESTROS
AFILIADOS**





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

campetrol.org

Capítulo 6

Perfiles departamentales


Datos economía regional

Habitantes:

279.191 (2025) – 277.833 (2024)

Medición de desempeño departamental:

51,3 (2024) – 55,9 (2023)

Producto Interno Bruto (corriente):

\$9,2 billones (2024) - \$8,7 billones (2023)

PIB Per Cápita:

\$29,0 millones (2024) - \$27,9 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:

33,5% (2024) – 37,2% (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:

12,2% (2025) – 17,7% (2024)

Tasa de desempleo:

N.A

Índice Departamental de Competitividad:

4,10 posición 26/33 (2025) – 4,94 posición 26/33 (2024)
Taladros de perforación activos

2

II Sem 2025

Jul – Dic 2025
2

I Trimestre 2026

Ene – Mar 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

3

Vigente a:

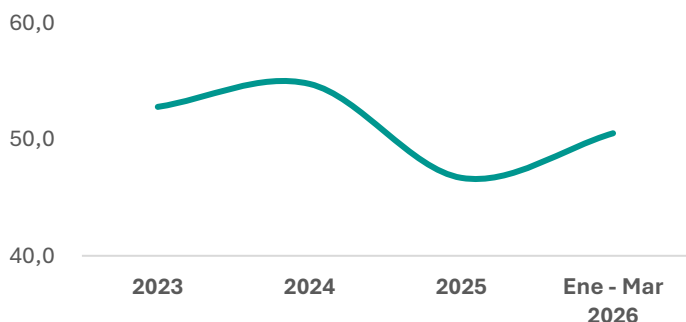
Febrero 2026

- Solar: 2

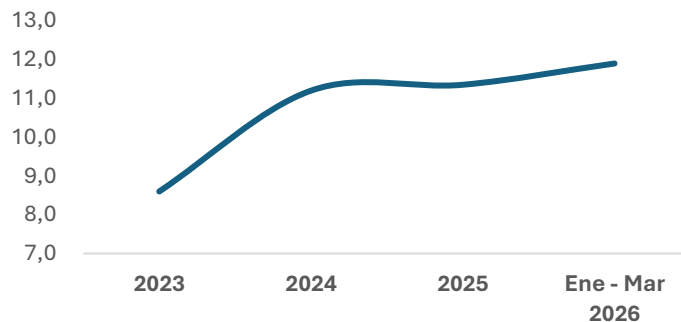
- Hidráulico 1

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
55,1	52,8	46,7	50,5


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
10,0	8,6	11,2	11,9

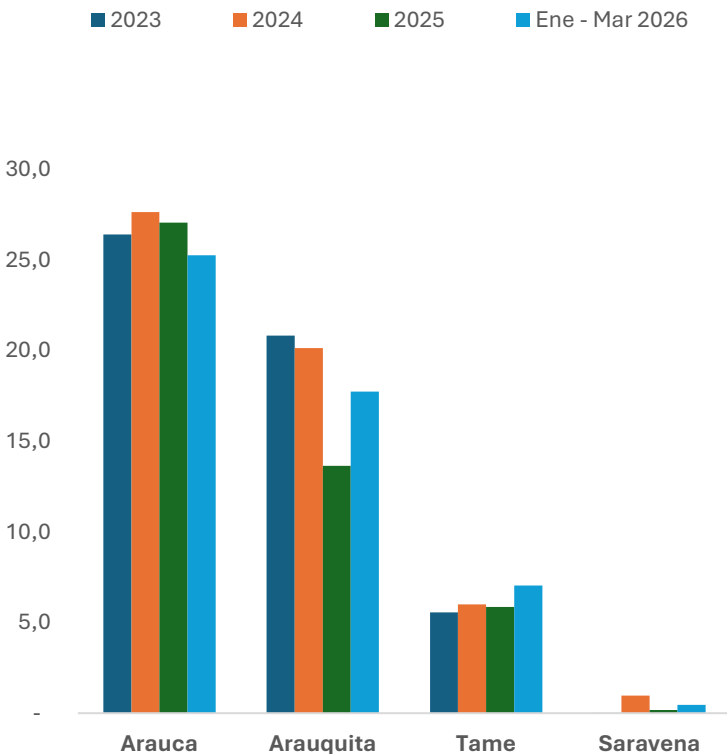


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

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

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Arauca	26,4	27,7	27,1	25,3
Araucuita	20,8	20,1	13,6	17,8
Tame	5,6	6,0	5,9	7,0
Saravena	0,0	1,0	0,2	0,5

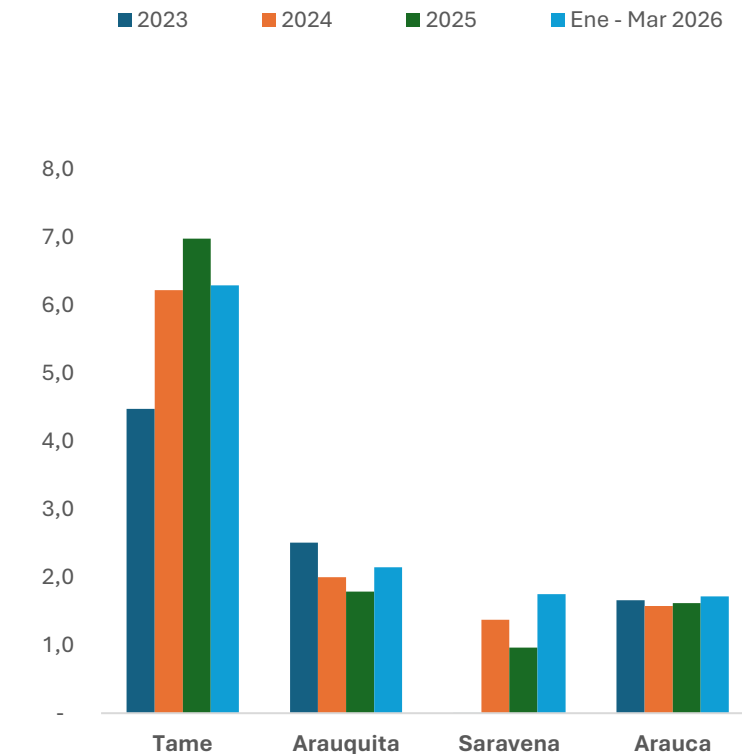


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

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

Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Tame	4,5	6,2	7,0	6,3
Araucuita	2,5	2,0	1,8	2,1
Saravena	0,0	1,4	1,0	1,8
Arauca	1,7	1,6	1,6	1,7

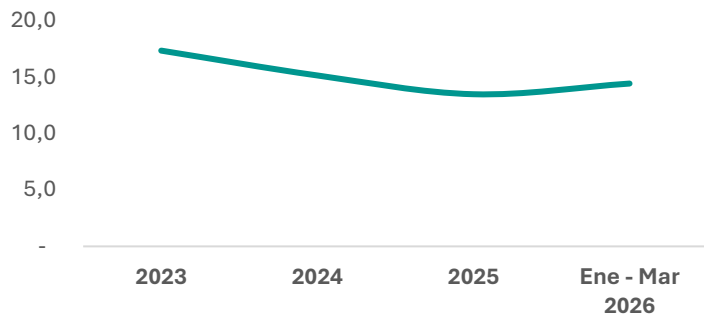


Perfiles departamentales: Arauca

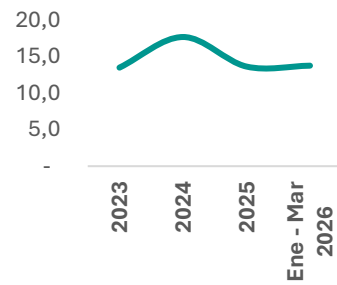
Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

Campos	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Caño Limón	17,3	16,0	13,5	14,5
Rex NE	13,5	18,5	13,6	13,8
Andina	4,7	4,3	4,4	6,0
Caricare	2,9	3,0	3,3	3,3
Caño Yarumal	3,3	2,9	2,7	2,7

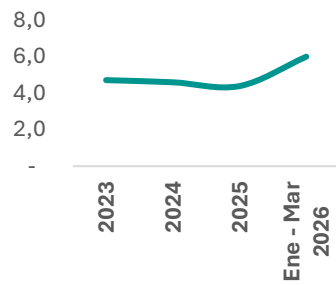
Caño Limón



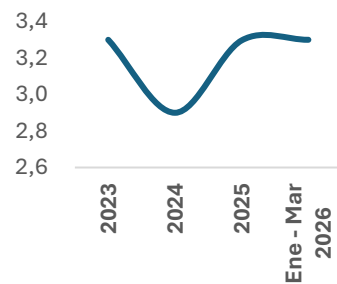
Rex NE



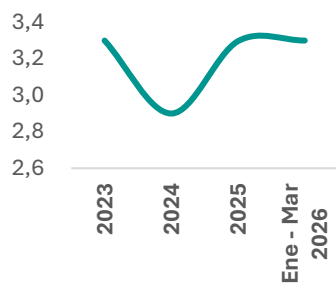
Andina



Caricare



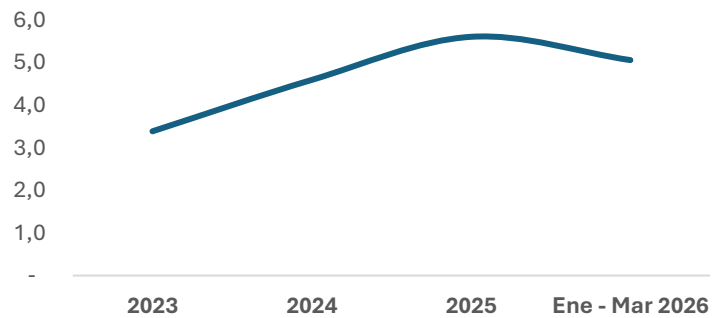
Caricare



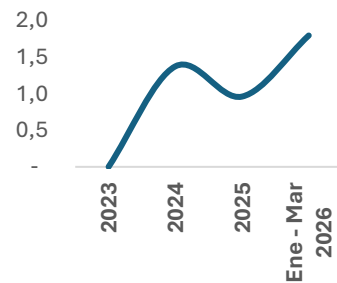
Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Andina	3,4	4,6	5,6	5,1
Arauca	0,0	1,4	1,0	1,8
Rex Ne	0,7	0,8	0,9	1,1
Caricare	1,0	0,8	0,9	0,9
Caño Limon	1,1	1,0	0,7	0,8

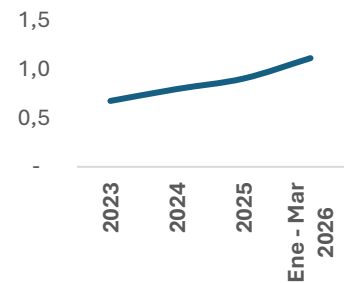
Andina



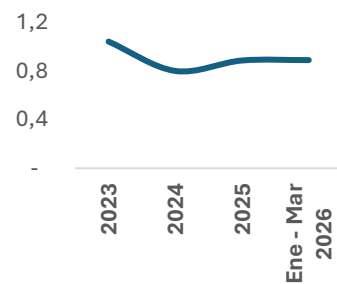
Arauca



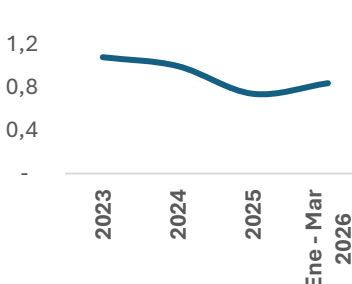
Rex Ne

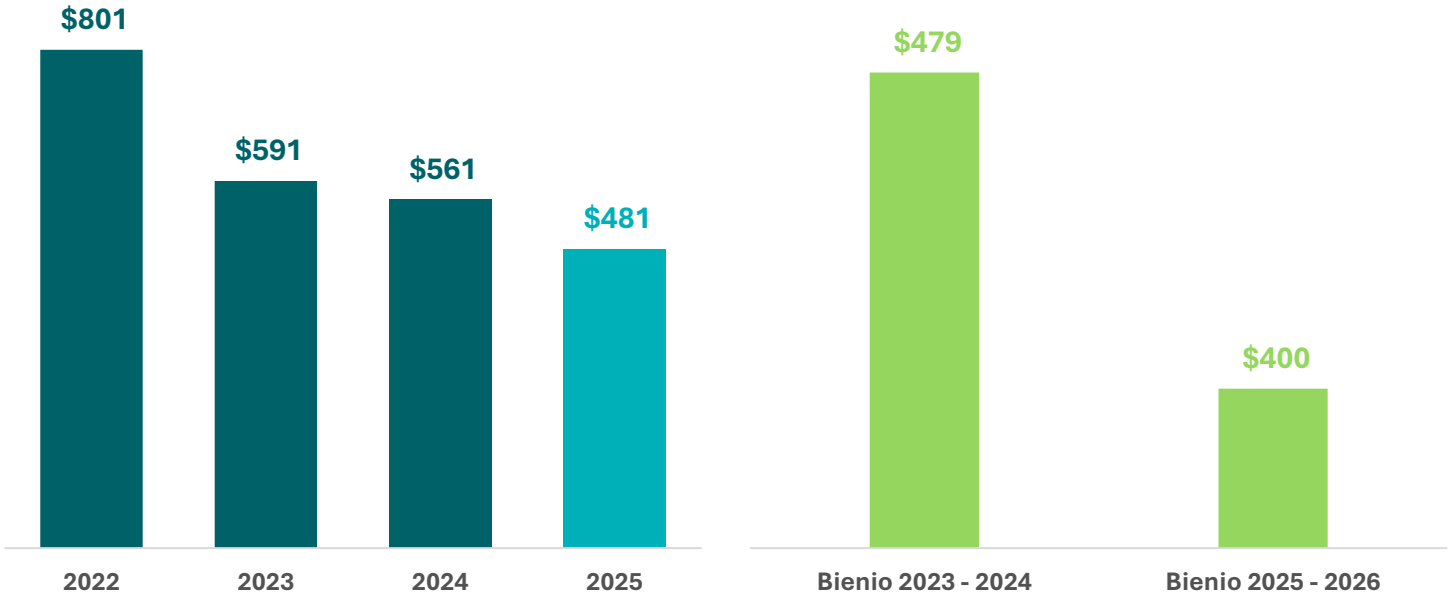
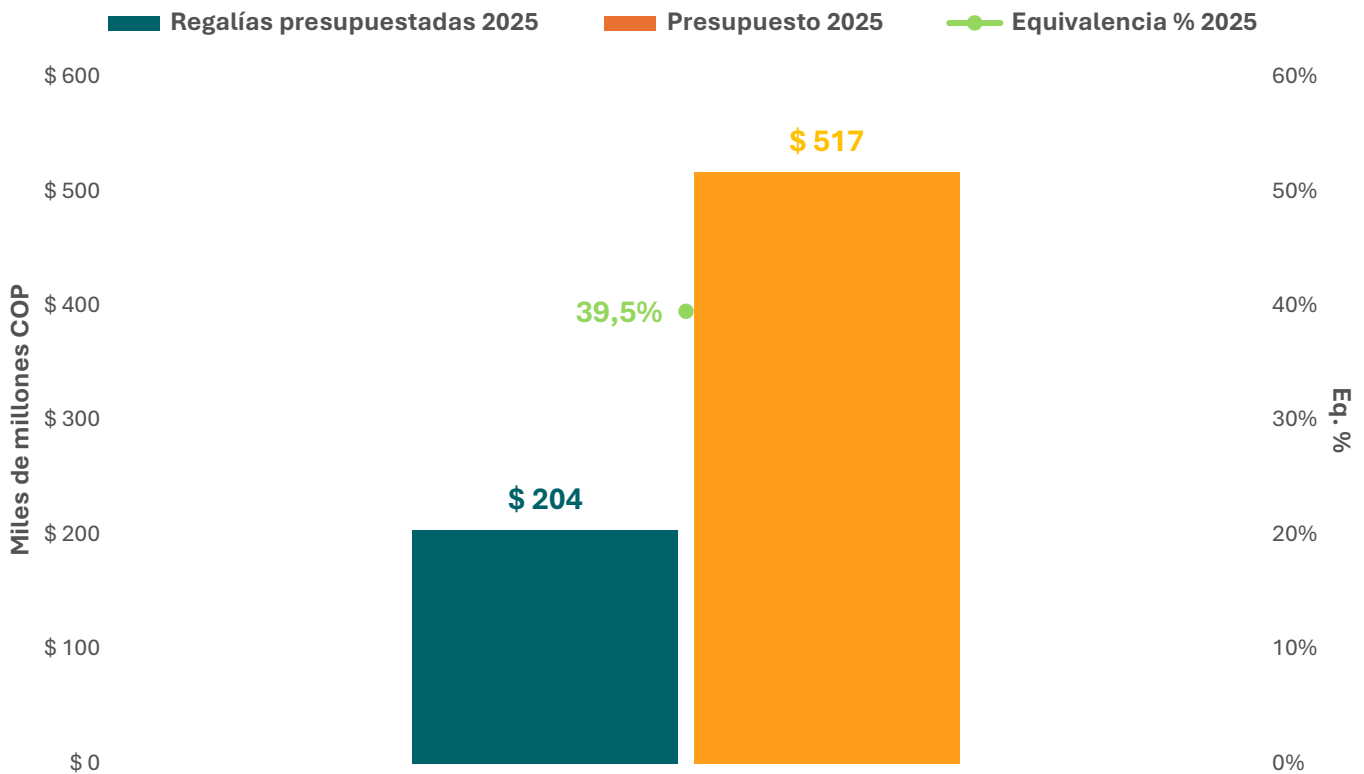


Caricare



Caño Limon



**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:
1.290.393 (2025) - 1.283.225 (2024)

Medición de desempeño departamental:
77,3 (2024) – 78,0 (2023)

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

PIB Per Cápita:
\$34,5 millones (2024) - \$32,6 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:
30,9% (2024) – 32,8% (2023)

Pobreza multidimensional:
6,4% (2025) – 6,9% (2024)

Tasa de desempleo:
9,3% (2025) – 8,7% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:
5,81 posición 10/33 (2025) – 5,62 posición 10/33 (2024)

Taladros de perforación activos

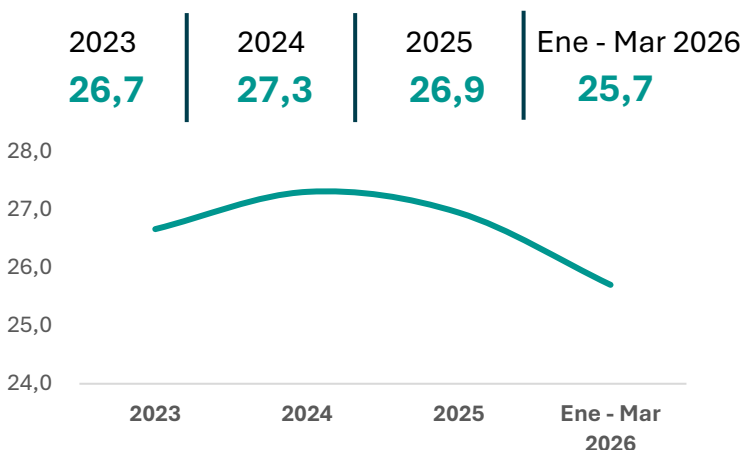
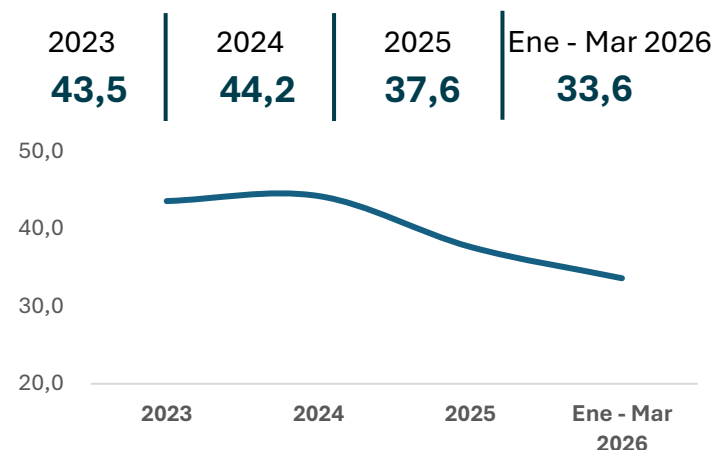
10

 II Sem 2025
Jul – Dic 2025

 I Trimestre 2026
Ene – Mar 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

10

 Vigente a:
Febrero 2026
 - Solar : 5
 - Hidráulico: 5

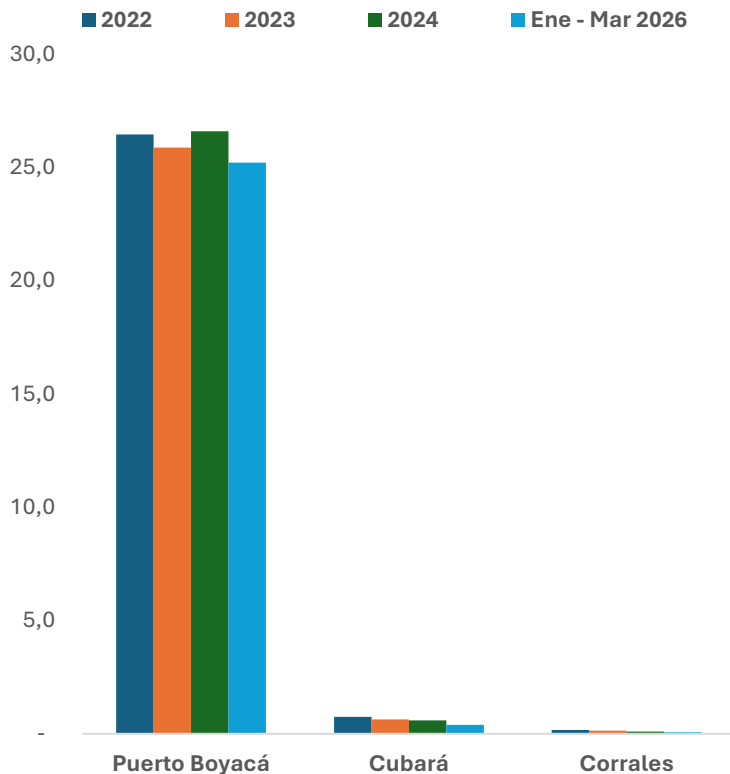
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

Producción fiscalizada de gas (MCPD)


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
5. Perenco Oil and Gas Colombia Limited

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Puerto Boyacá	25,9	26,6	26,4	25,2
Cubará	0,6	0,6	0,5	0,4
Corrales	0,1	0,1	0,1	0,1

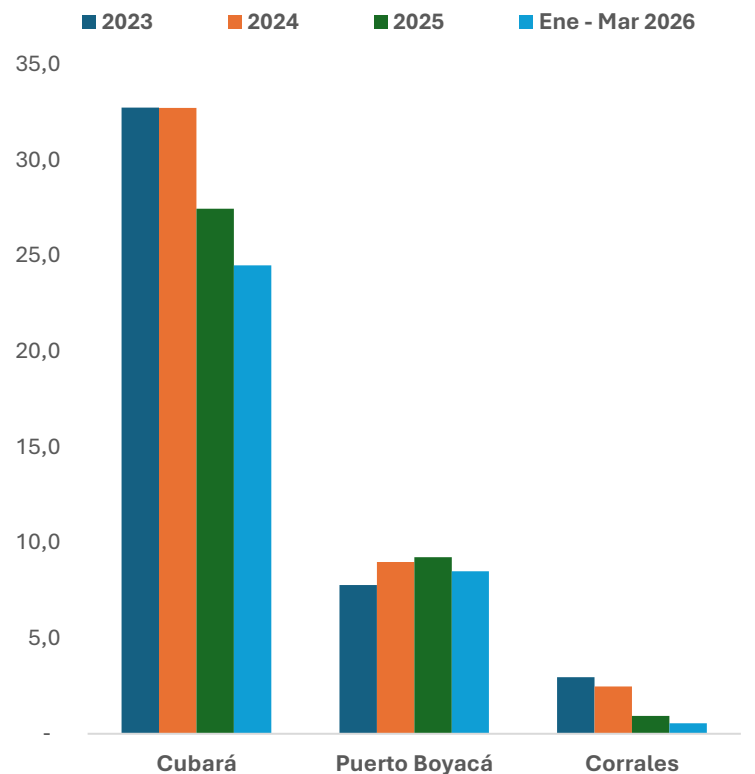


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

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

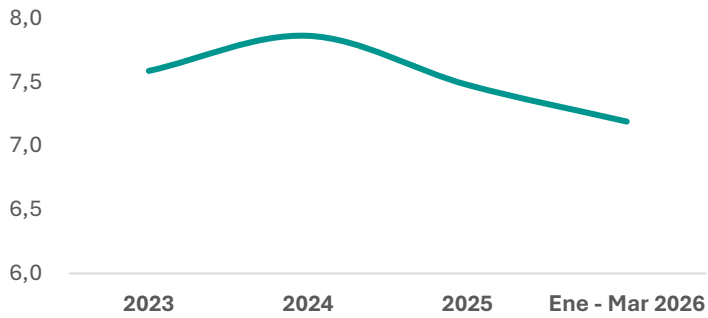
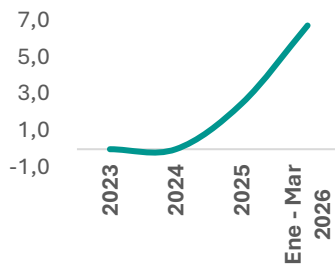
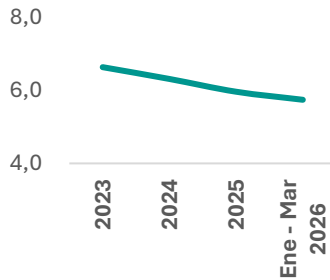
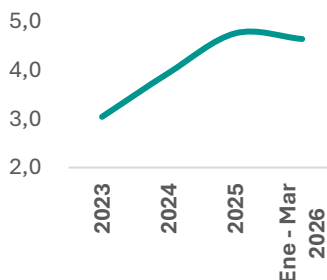
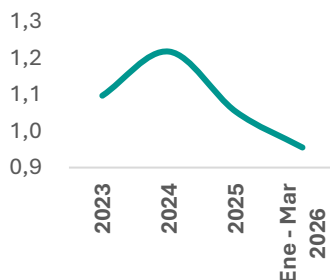
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Cubará	32,8	32,7	27,5	24,5
Puerto Boyacá	7,8	9,0	9,2	8,5
Corrales	3,0	2,5	0,9	0,6

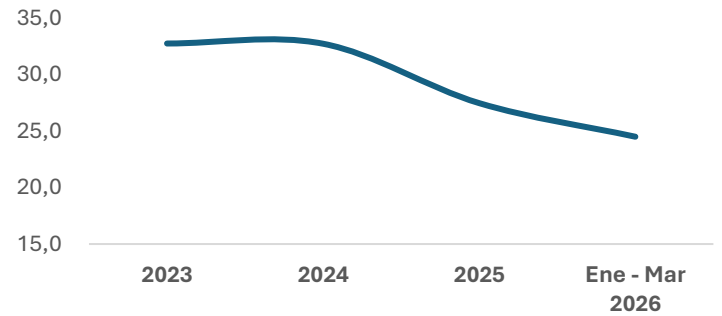
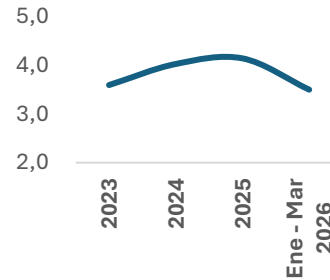
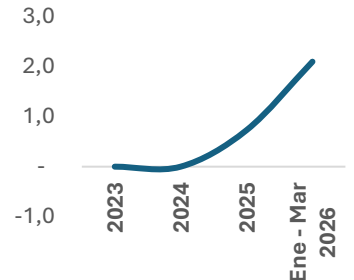
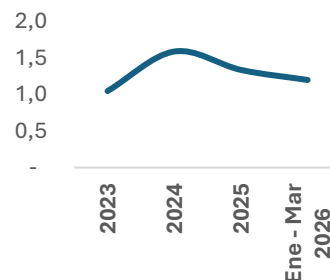
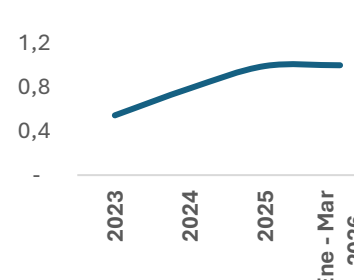


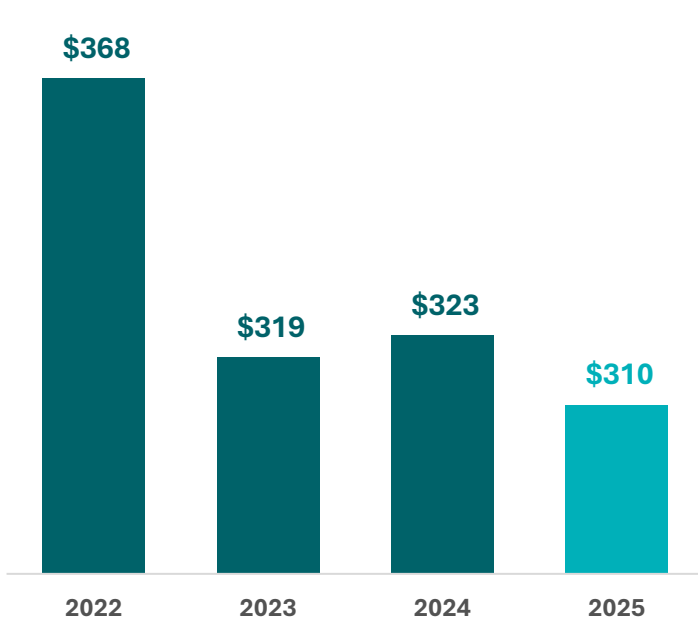
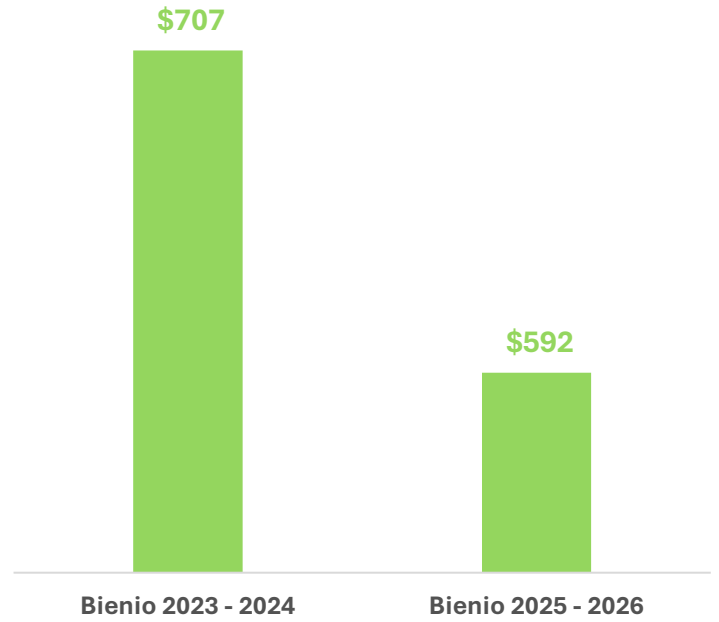
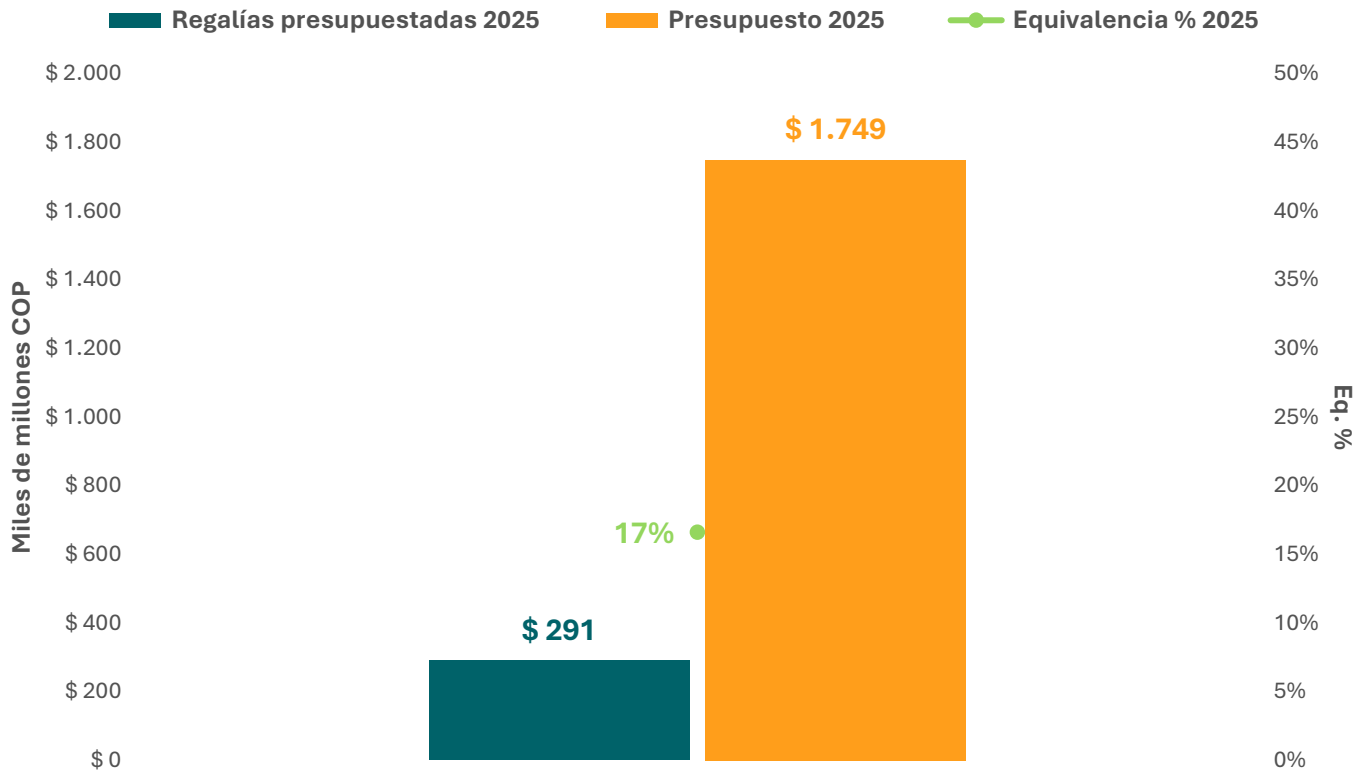
**Top 5 de campos productores de
Petróleo – (KBPD)**

Campos	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Palagua	7,6	7,9	7,5	7,2
Nare unificado	-	-	2,5	6,7
Moriche	6,6	6,3	6,0	5,7
Velásquez	3,0	3,9	4,8	4,6
Caipal	1,1	1,2	1,1	1,0

Palagua

Nare unificado

Moriche

Velasquez

Caipal

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

Campos	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Gibraltar	32,8	32,7	27,5	24,5
Palagua	3,6	4,0	4,1	3,5
Nare unificado	-	-	0,7	2,1
Caipal	1,0	1,6	1,3	1,2
Velásquez	0,5	0,8	1,0	1,0

Gibraltar

Palagua

Nare unificado

Caipal

Velasquez


**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:
473.165 (2025) – 467.565 (2024)

Medición de desempeño departamental:
76,7 (2024) – 76,3 (2023)

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

PIB Per Cápita:
\$49,6 millones (2024) – \$49,3 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:
37,1% (2024) – 41,9% (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:
8,9% (2025) – 11,3% (2024)

Tasa de desempleo:
N.A

Índice Departamental de Competitividad:
5,01 posición 17/33 (2024) – 4,81 posición 18/33 (2024)

Taladros de perforación activos

5

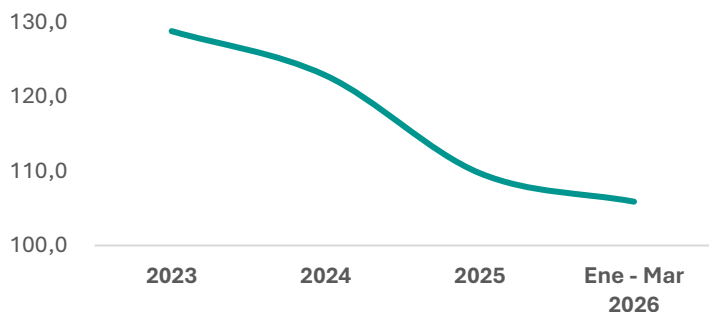
 II Sem 2025
Jul – Dic 2025
6

 I Trimestre 2026
Ene – Mar 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

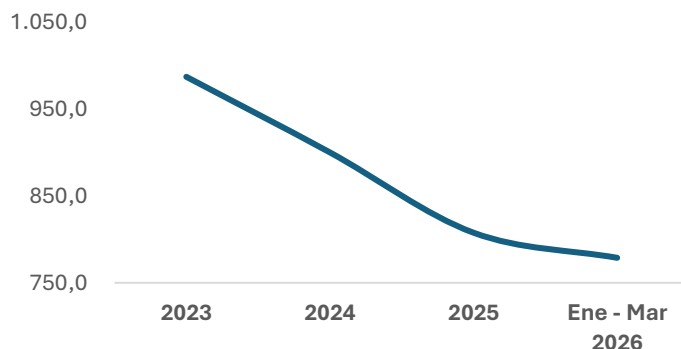
2

 Vigente a:
Febrero 2026
 - **Solar: 1**
 - **Biomasa: 1**
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
128,8	122,8	109,7	105,9


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Feb 2026
987	900,0	807,6	778,7

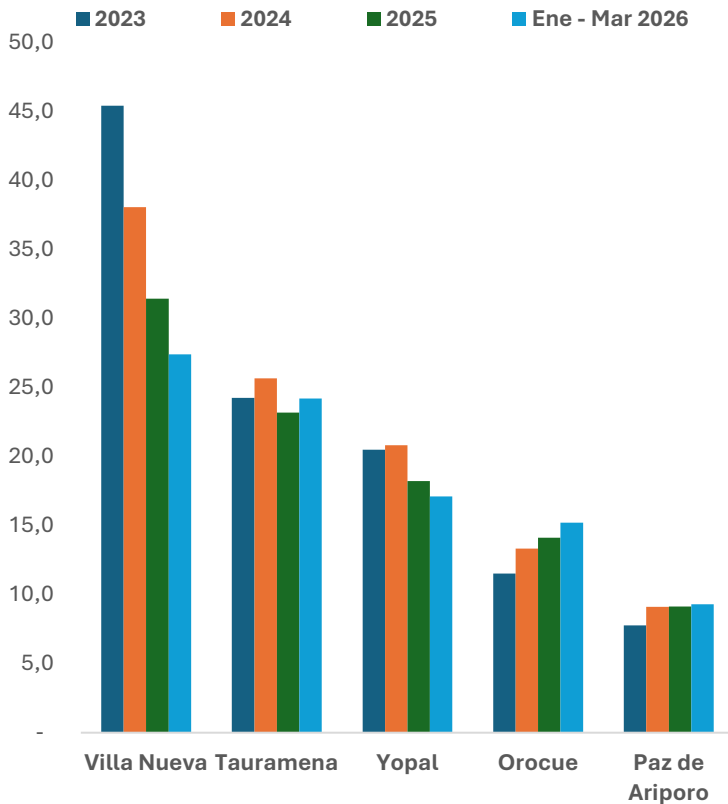


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

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	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Villa Nueva	45,4	38,1	31,4	27,4
Tauramena	24,3	25,7	23,2	24,2
Yopal	20,5	20,8	18,2	17,1
Orocue	11,5	13,3	14,1	15,2
Paz de Ariporo	7,8	9,1	9,1	9,3

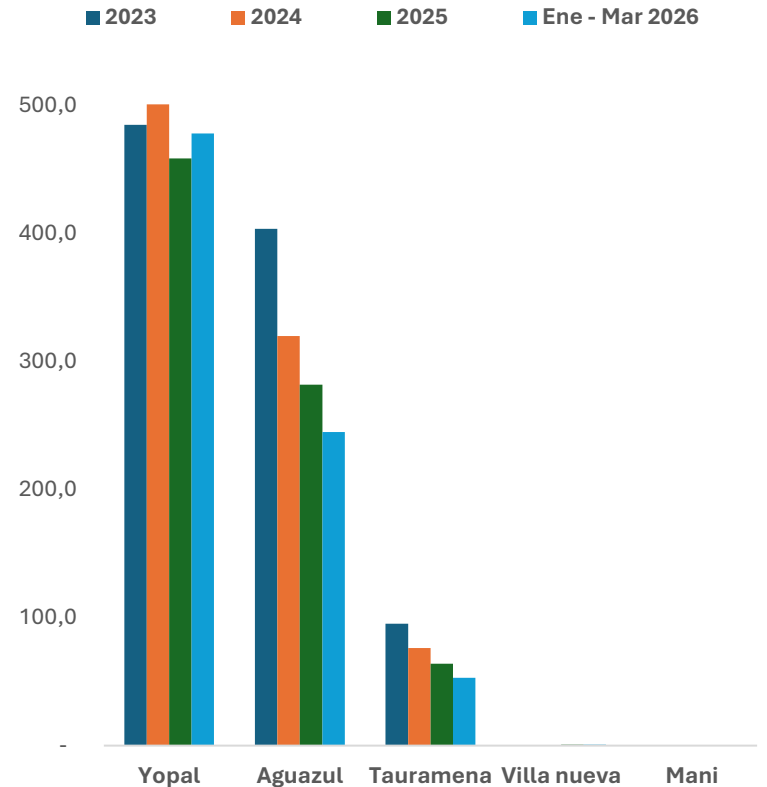


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

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

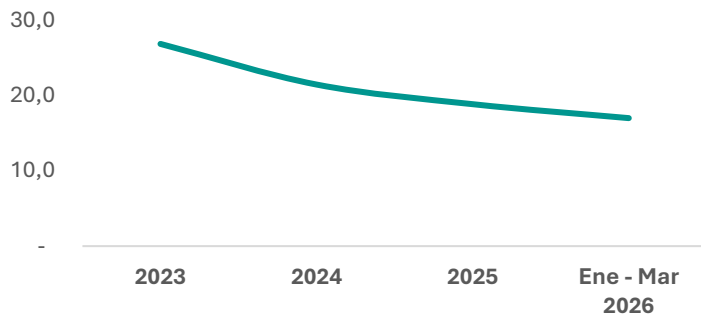
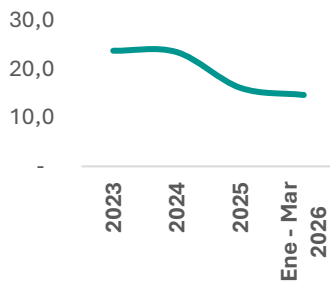
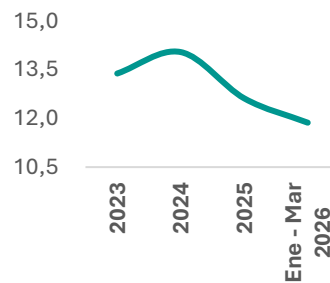
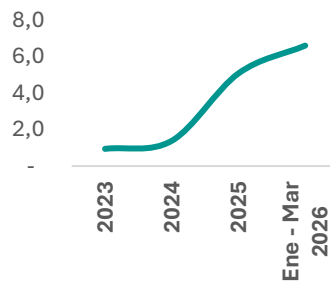
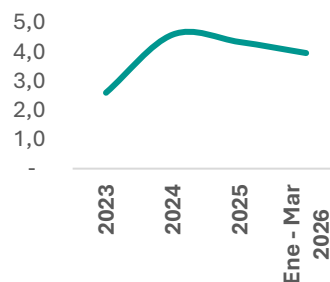
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Yopal	485,1	501,1	458,9	478,4
Aguazul	403,8	320,1	282,1	245,1
Tauramena	95,2	76,1	63,9	52,9
Villa Nueva	0,4	0,3	0,8	0,6
Mani	0,3	0,5	0,6	0,6

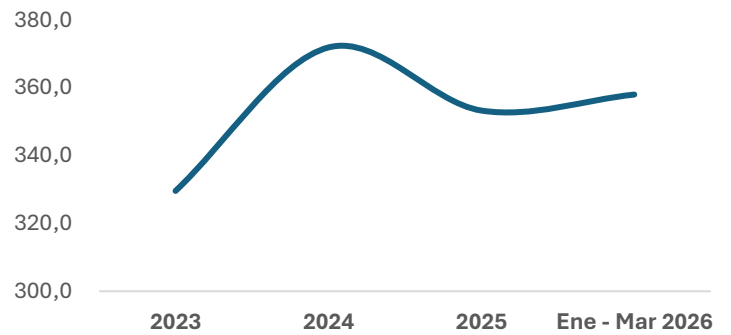
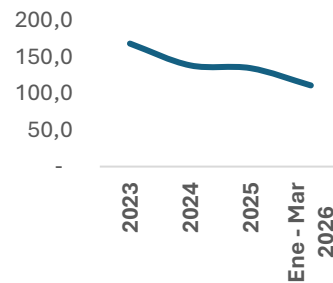
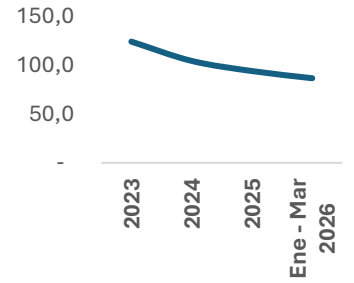
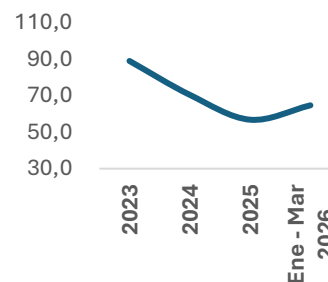
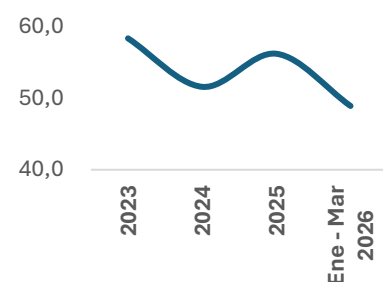


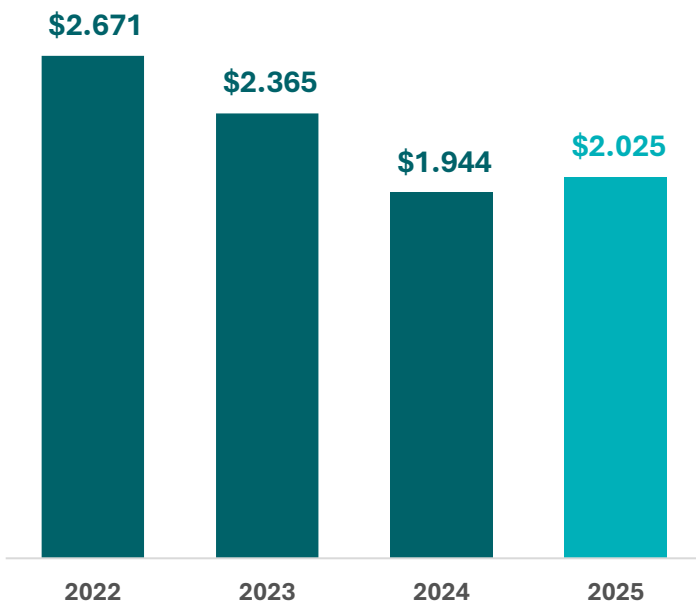
**Top 5 de campos productores de
Petróleo - (KBPD)**

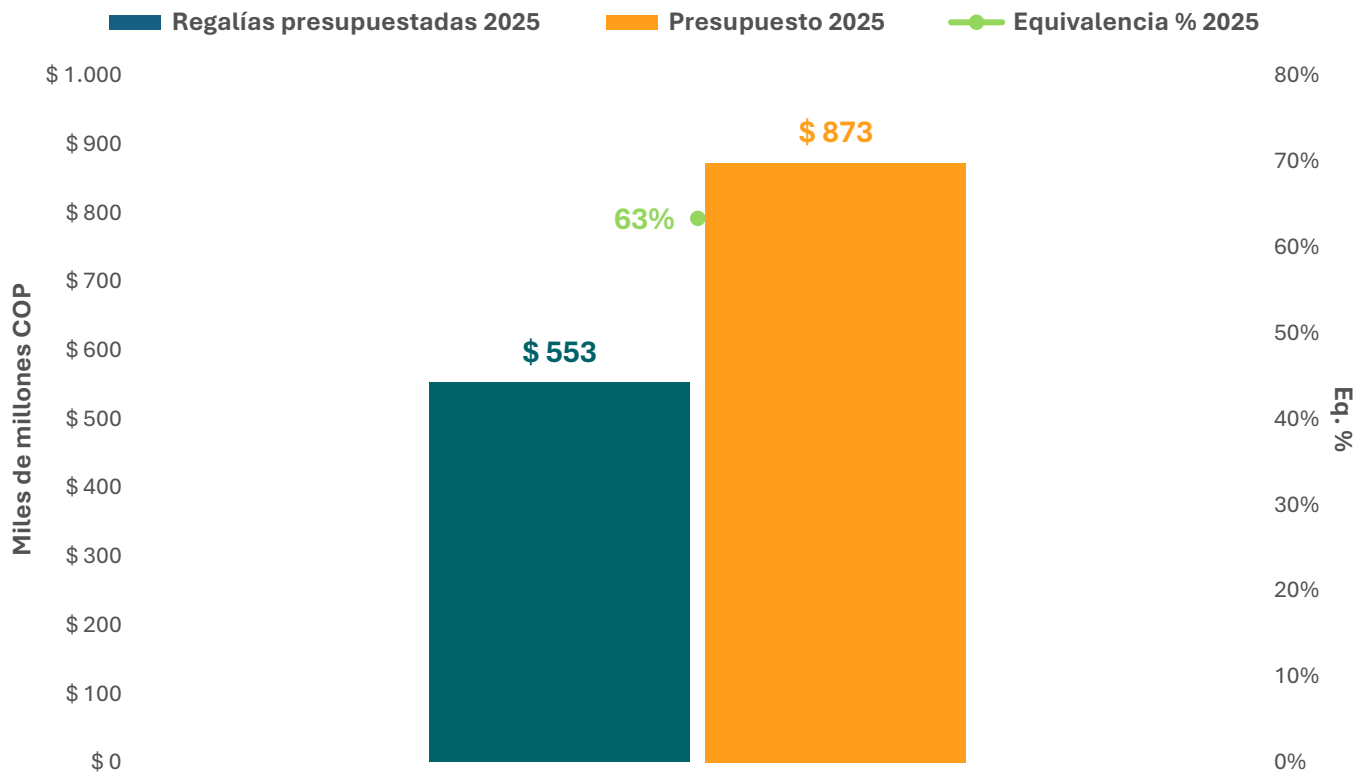
Campos	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Jacana	26,9	21,5	18,9	17,0
Tigana	23,8	23,5	16,1	14,7
Pauto Sur	13,4	14,0	12,6	11,9
Azogue	0,9	1,4	5,1	6,6
Chaparrito	2,6	4,6	4,3	4,0

Jacana

Tigana

Pauto Sur

Azogue

Chaparrito

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

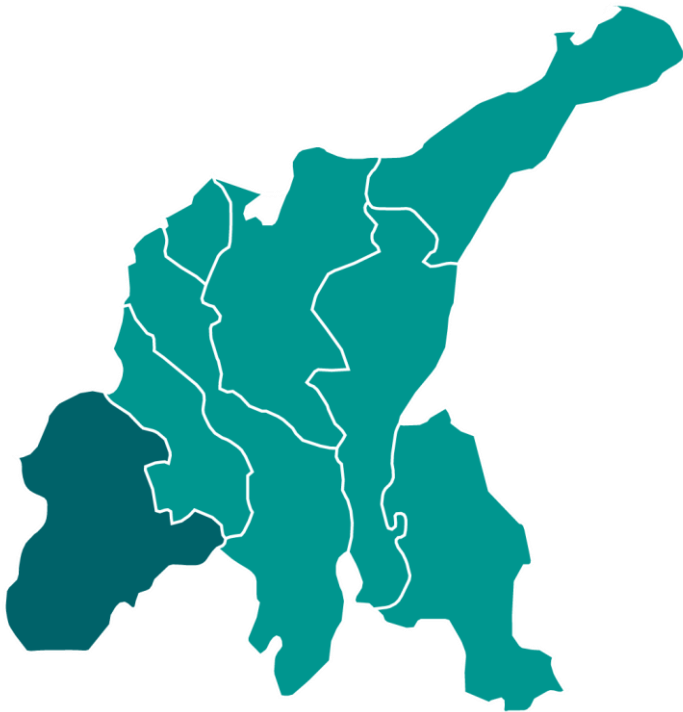
Campos	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Pauto Sur	329,6	371,9	353,3	358,0
Cupiagua	168,6	138,7	134,9	111,2
Cupiagua Sur	124,5	104,7	94,3	86,9
Floreña	89,0	70,5	56,8	64,7
Floreña mirador	58,3	51,6	56,2	48,9

Pauto Sur

Cupiagua

Cupiagua Sur

Floreña

Floreña mirador


**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:
1.992.907 (2025) – 1.969.108 (2024)

Medición de desempeño departamental:
64,1 (2024) – 66,6 (2023)

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

PIB Per Cápita:
\$16,2 millones (2024) - \$14,9 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:
53,9% (2024) – 49,6% (2023)

Pobreza multidimensional:
19,8% (2025) – 25,7% (2024)

Tasa de desempleo:
10,5% (2025) - 10,9% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:
4,59 posición 22/33 (2025) – 4,41 posición 22/33 (2024)

Taladros de perforación activos


3
2

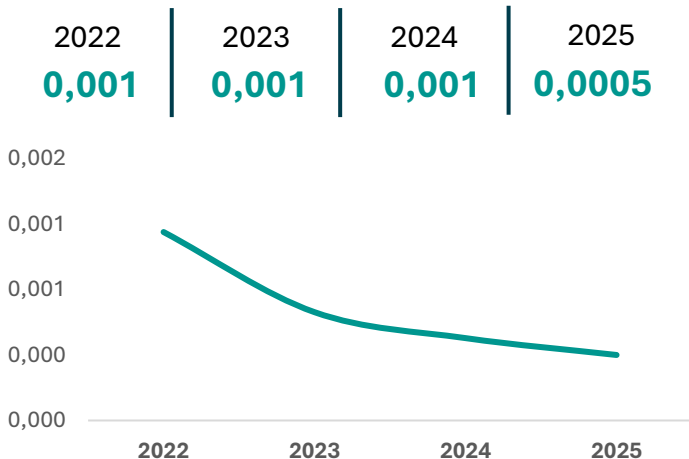
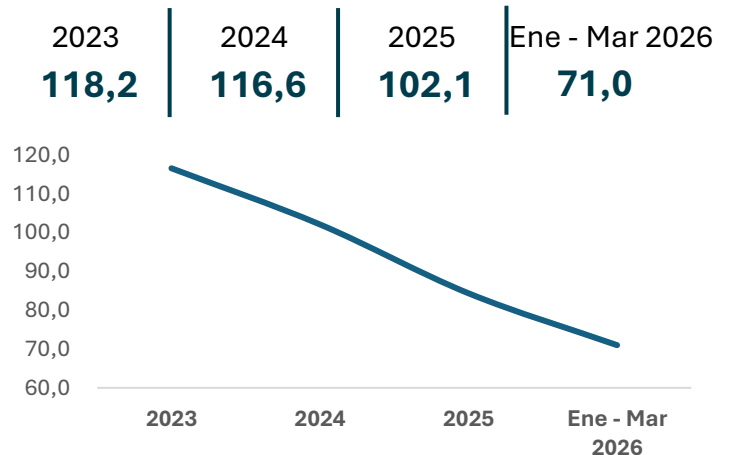
II Sem 2025
Jul – Dic 2025

I Trimestre 2026
Ene – Mar 2026

Proyectos vigentes de generación de energía


22

Vigente a:
Febrero 2026
 - Solar: 21
 - Térmico: 1

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

Producción fiscalizada de gas (MCPD)


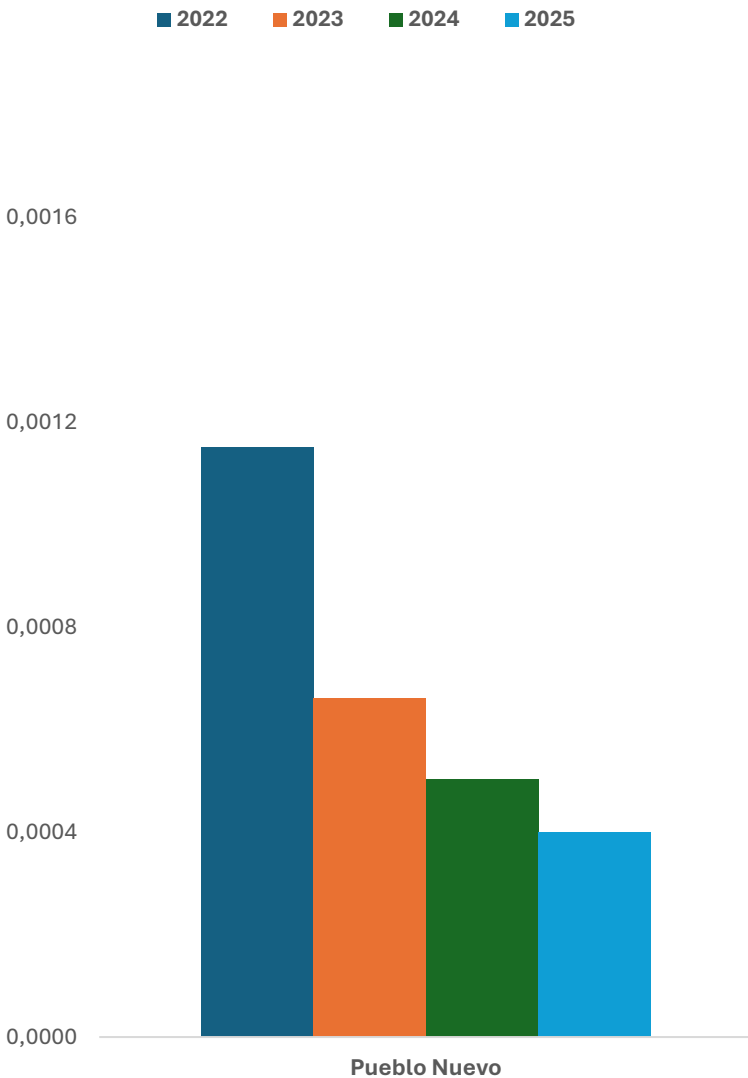
Datos de producción de petróleo de Córdoba disponibles hasta 2025; no se reporta producción en 2026.

Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Hocol S.A.

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2022	2023	2024	2025
Pueblo Nuevo	0,001	0,001	0,001	0,0005

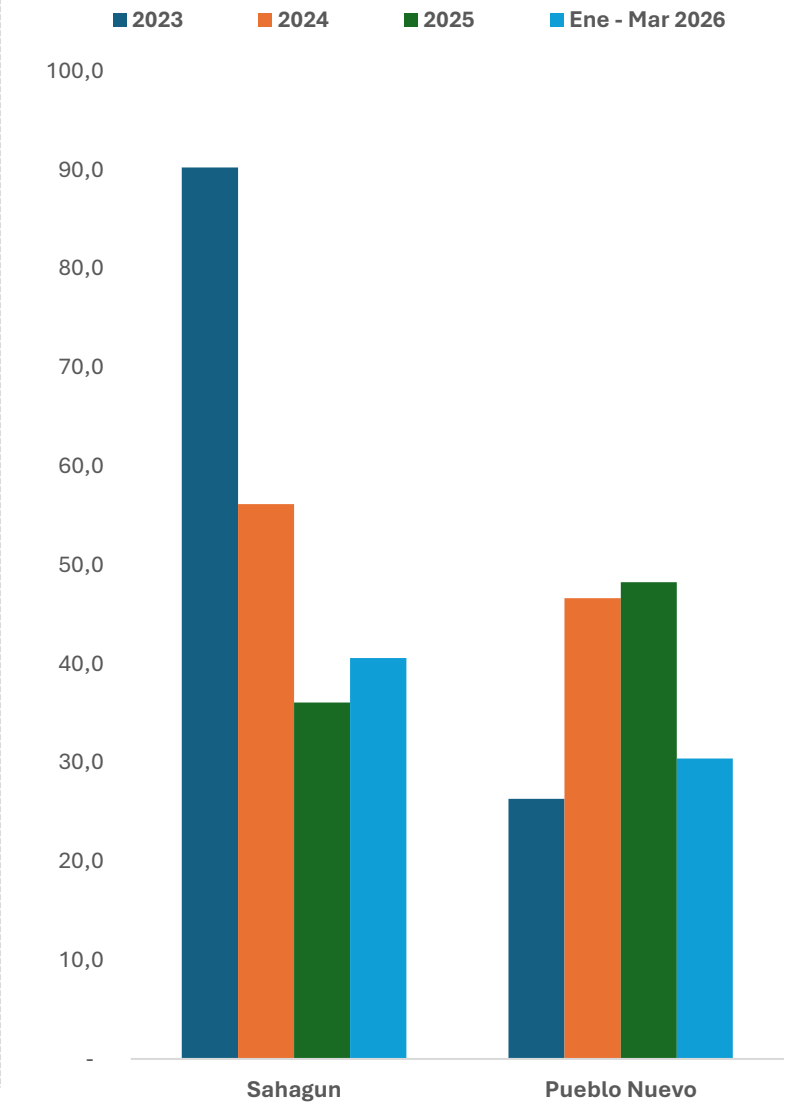


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

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

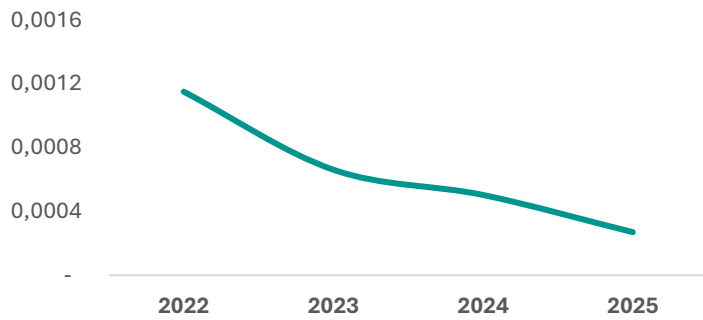
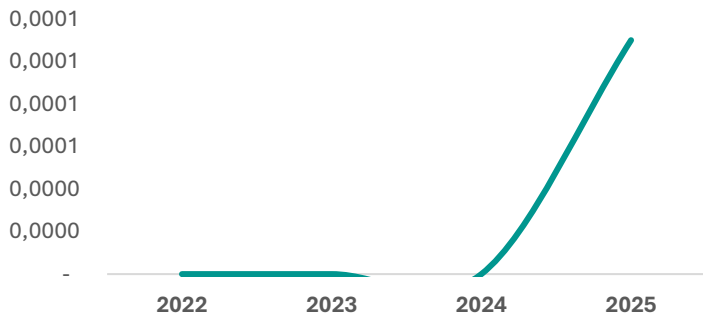
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Sahagun	90,3	56,2	36,1	40,6
6Pueblo Nuevo	26,3	46,7	48,3	30,4

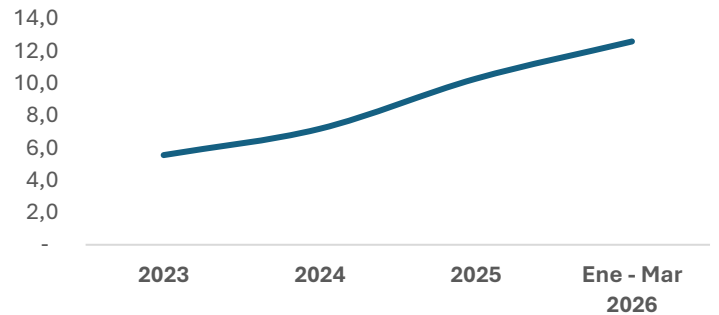
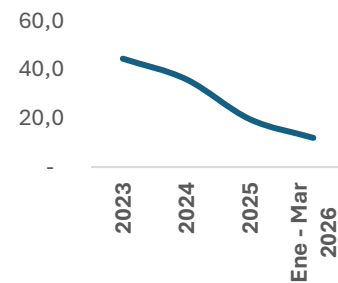
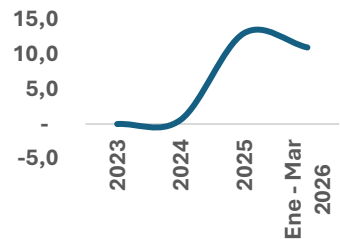
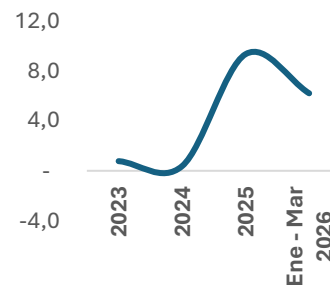
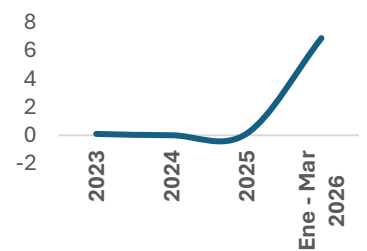


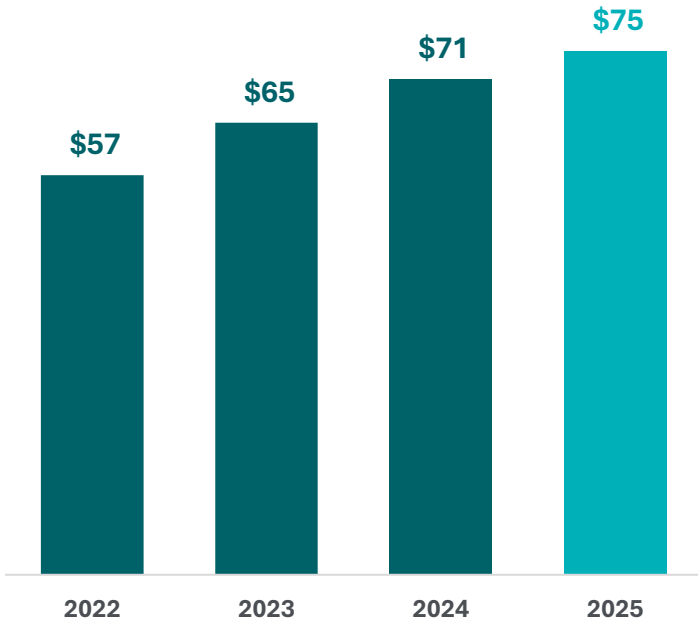
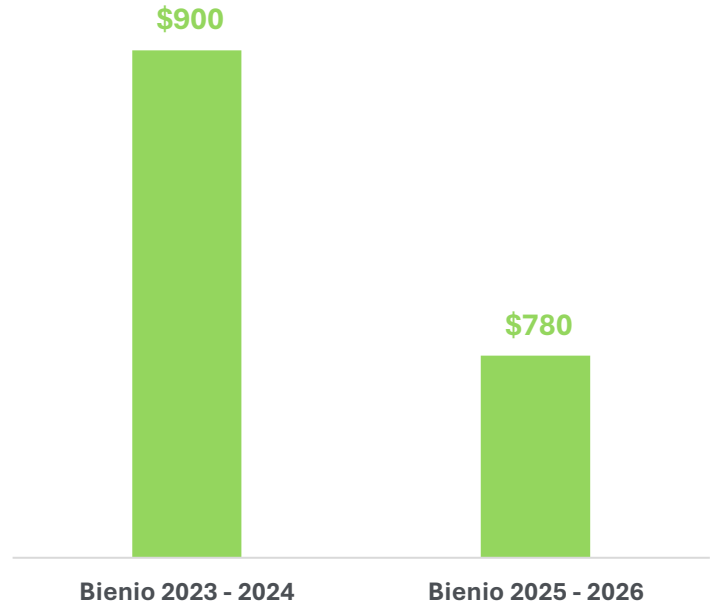
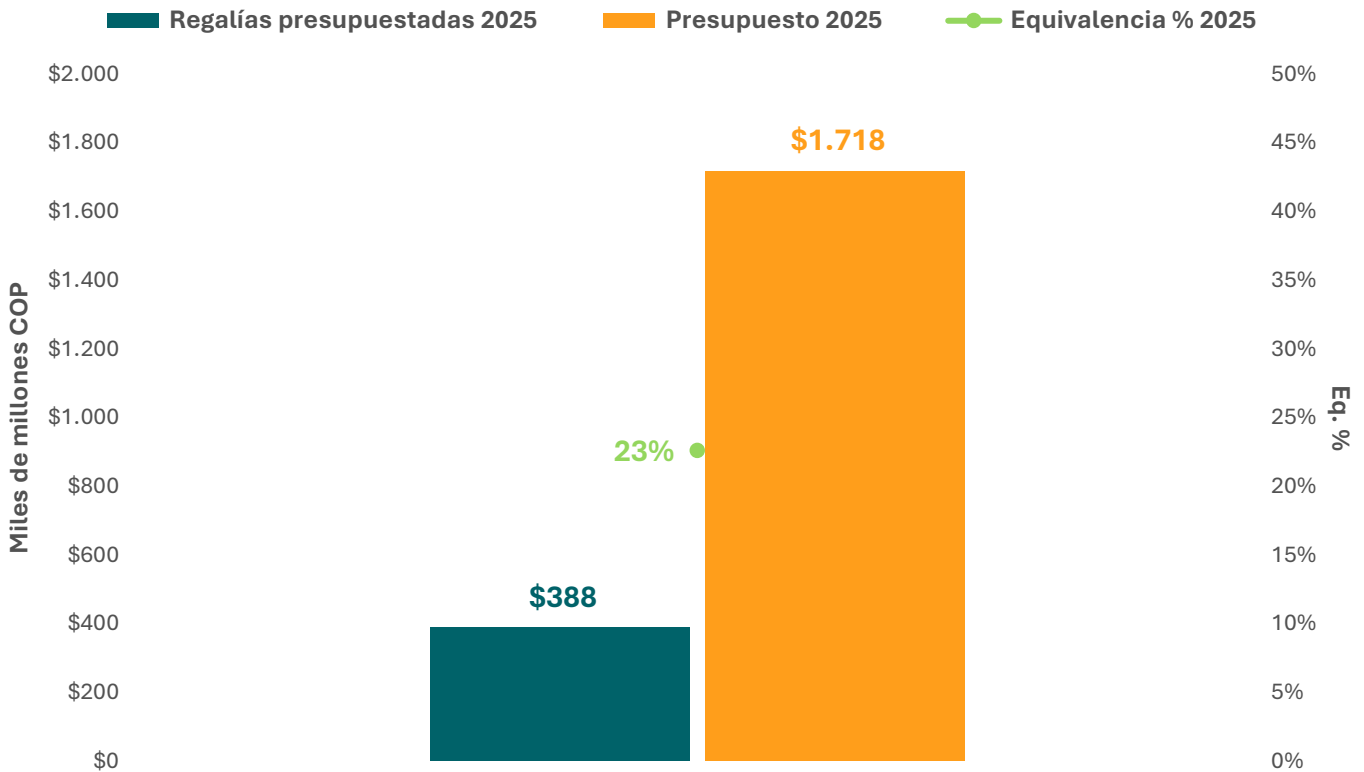
**Top 5 de campos productores de
Petróleo – (KBPD)**

Campos	2022	2023	2024	2025
Arrecife	0,0012	0,0007	0,0005	0,00037
Mágico Exploratorio	-	-	-	0,00011

Arrecife

Mágico Exploratorio

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

Campos	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Arrecife	5,6	7,2	10,3	12,6
Clarinete	44,6	36,1	19,7	12,0
Mágico Exploratorio	-	0,6	13,0	11,0
Katana	0,1	0,0	0,1	6,9
Fresa	0,8	0,4	9,3	6,2

Arrecife

Clarinete

Mágico Exploratorio

Fresa

Katana


**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:
1.066.679 (2025) – 1.047.859 (2024)

Medición de desempeño departamental:
65,9 (2024) – 64,4 (2023)

Producto Interno Bruto (corriente):
\$17,6 billones (2024) - \$20,3 billones (2023)

PIB Per Cápita:
\$16,6 millones (2024) - \$19,6 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:
32,3% (2024) – 47,3% (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:
65,7% (2024) – 67,7% (2023)

Pobreza multidimensional:
40,1% (2024) – 39,3% (2023)

Tasa de desempleo:
12,3% (2025) - 12,3% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:
4,23 posición 25/33 (2025) – 4,07 posición 25/33 (2024)


Taladros de perforación activos


2
1

II Sem 2025
Jul – Dic 2025

I Trimestre 2026
Ene – Mar 2026

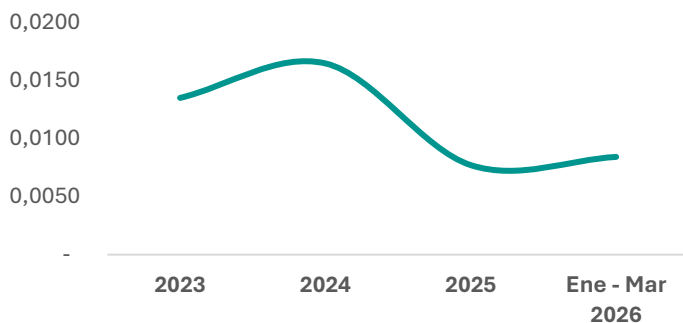
Proyectos vigentes de generación de energía


5

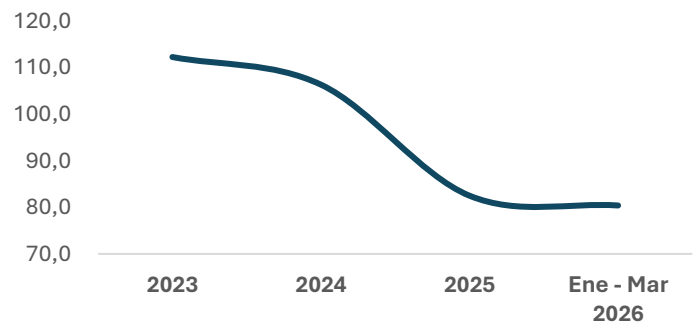
Vigente a:
Febrero 2026
 - Eólico: 2
 - Solar: 3

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
0,0135	0,0164	0,0077	0,0084


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
112,3	106,4	82,5	80,4

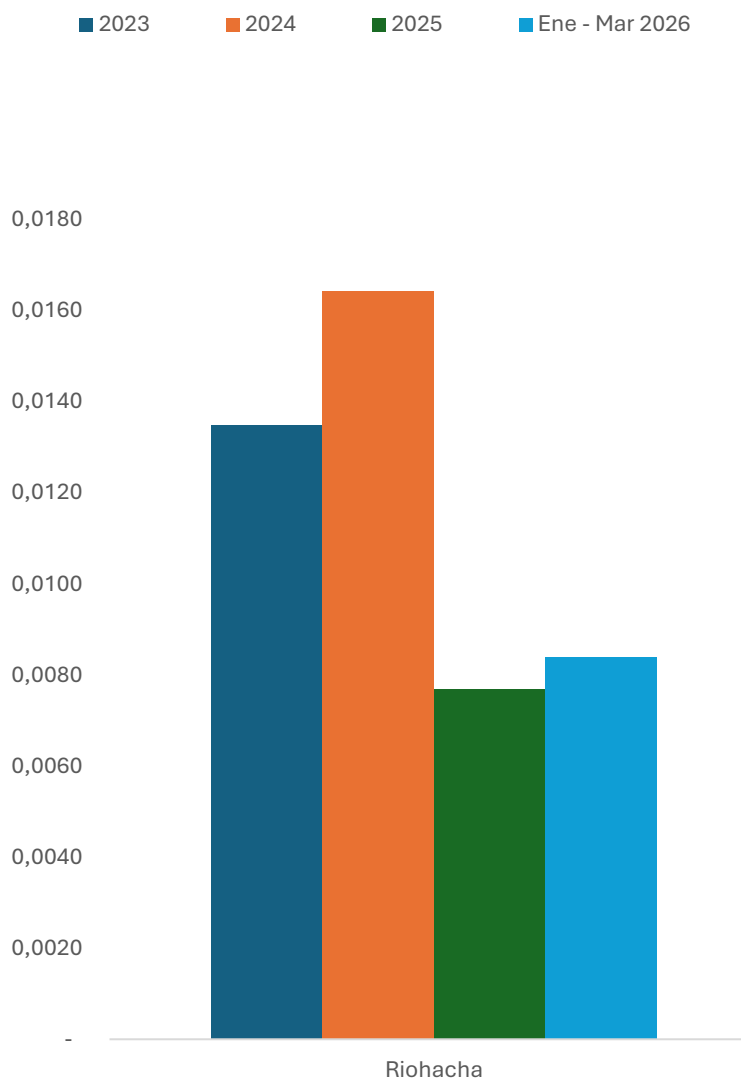


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. MKMS Enerji Sucursal Colombia

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Riohacha	0,0135	0,0164	0,0077	0,0084

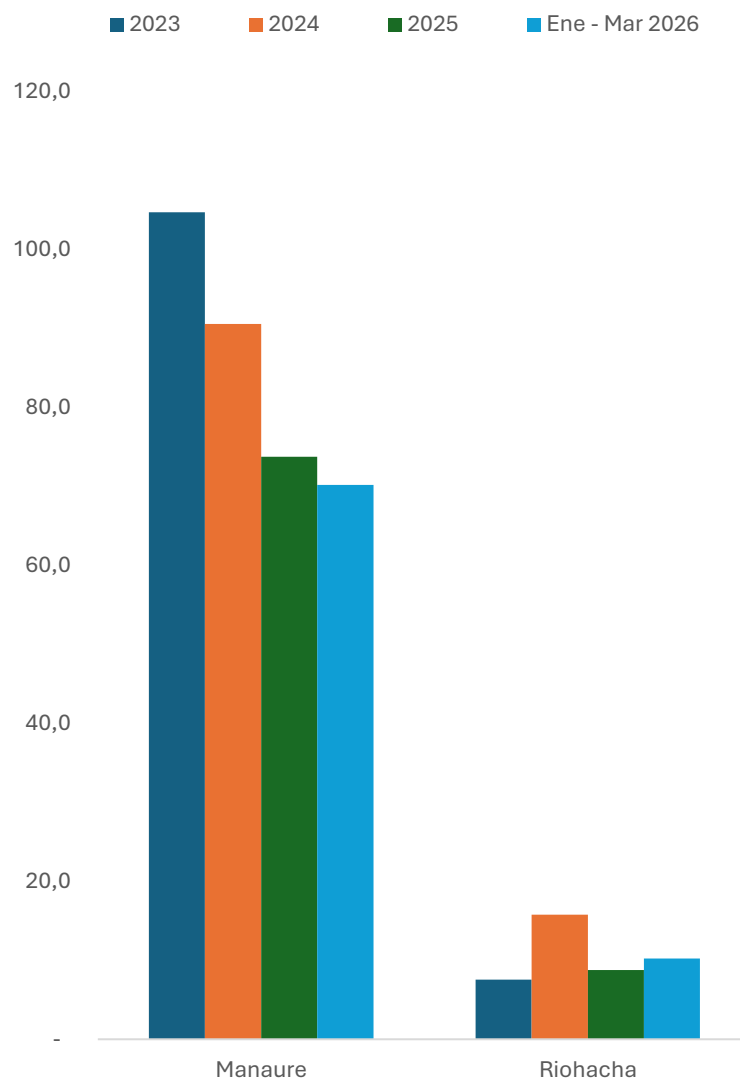


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

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

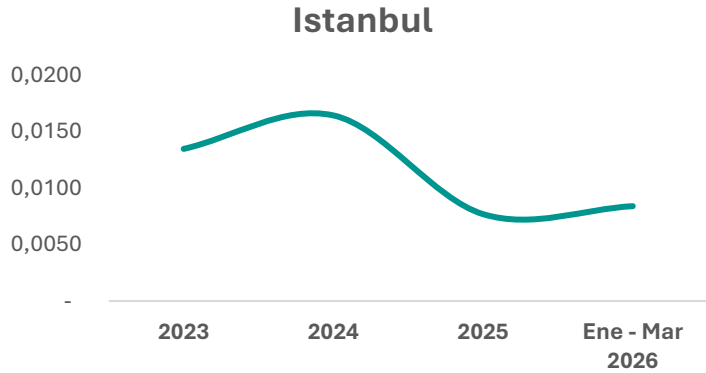
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Manaure	104,7	90,6	73,7	70,2
Riohacha	7,6	15,8	8,8	10,2

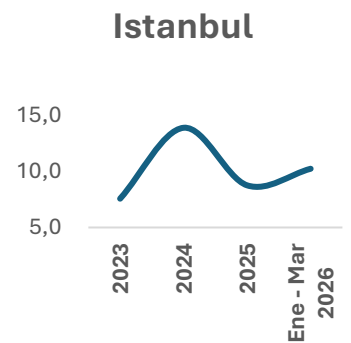
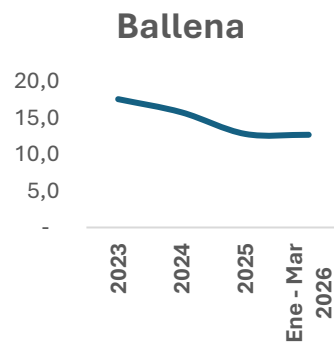
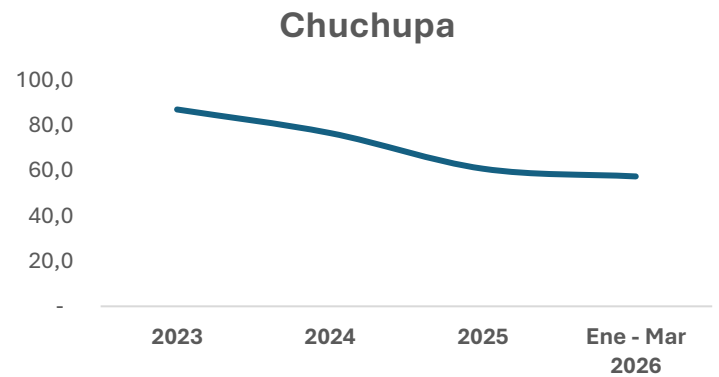


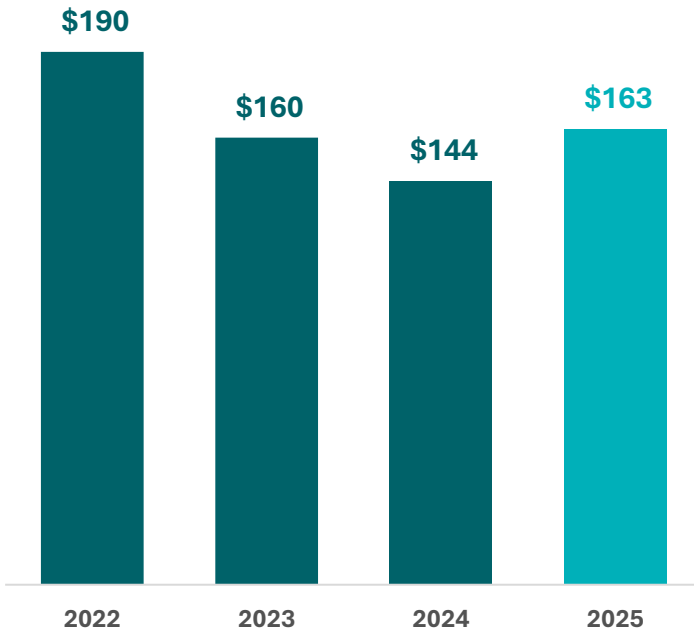
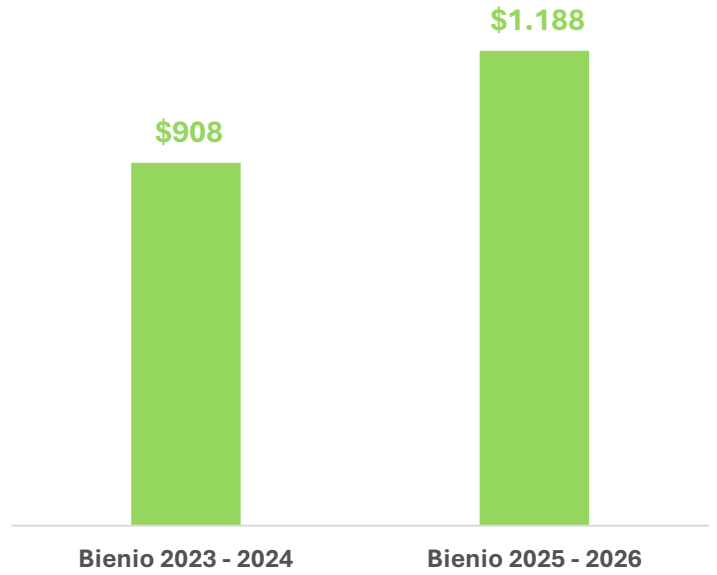
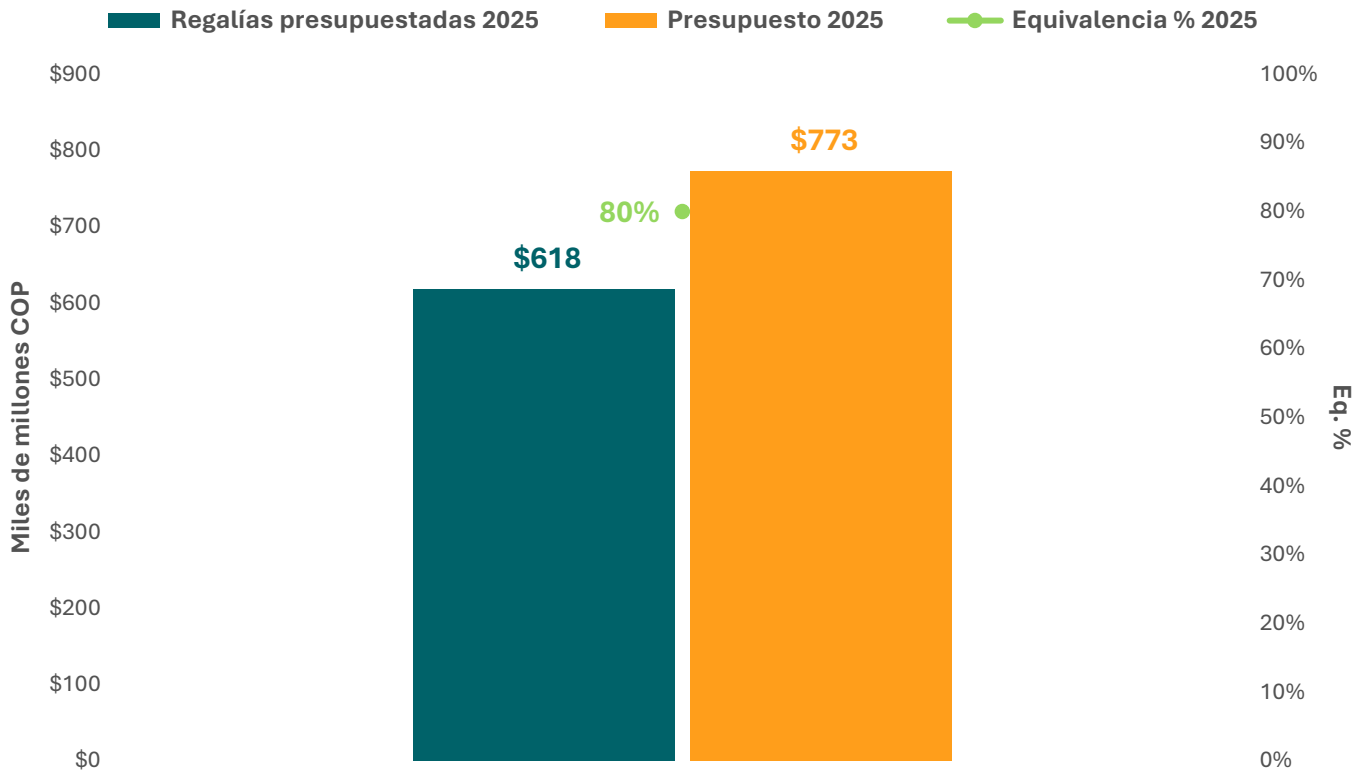
**Top 5 de campos productores de
Petróleo – (KBPD)**

Campos	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Istanbul	0,0135	0,0164	0,0077	0,0084


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

Campos	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Chuchupa	87,1	76,7	60,9	57,5
Ballena	17,6	15,8	12,8	12,7
Istanbul	7,6	13,9	8,8	10,2



**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:

1.156.405 (2025) – 1.144.286 (2024)

Medición de desempeño departamental:

79,1 (2024) – 80,1 (2023)

Producto Interno Bruto (corriente):

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

PIB Per Cápita:

\$47,8 millones (2024) – \$47,6 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:

41,3% (2024) – 45,6% (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:

23,6% (2023) – 27,7% (2022)

Pobreza multidimensional:

12,3% (2025) – 10,4% (2024)

Tasa de desempleo:

8,7% (2025) - 9,5% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:

5,07 posición 16/33 (2025) – 4,86 posición 16/33 (2024)
Taladros de perforación activos

12

II Sem 2025

Jul – Dic 2025
13

I Trimestre 2026

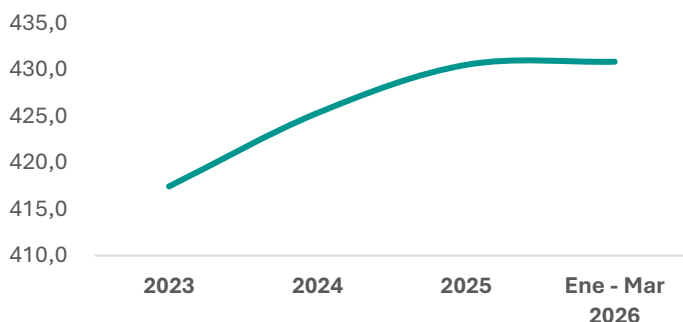
Ene – Mar 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

8

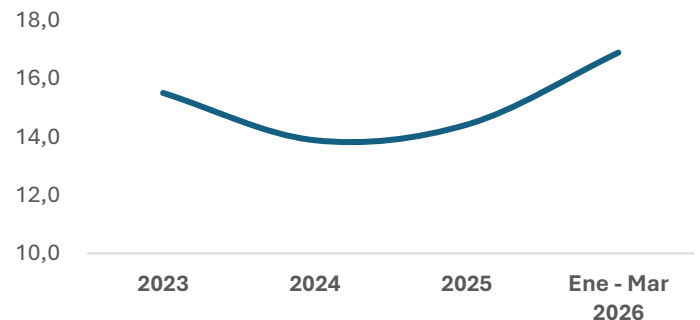
Vigente a:

Febrero 2026
- Solar: 8
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
390,2	417,4	430,4	430,8


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
15,5	13,9	14,4	16,9

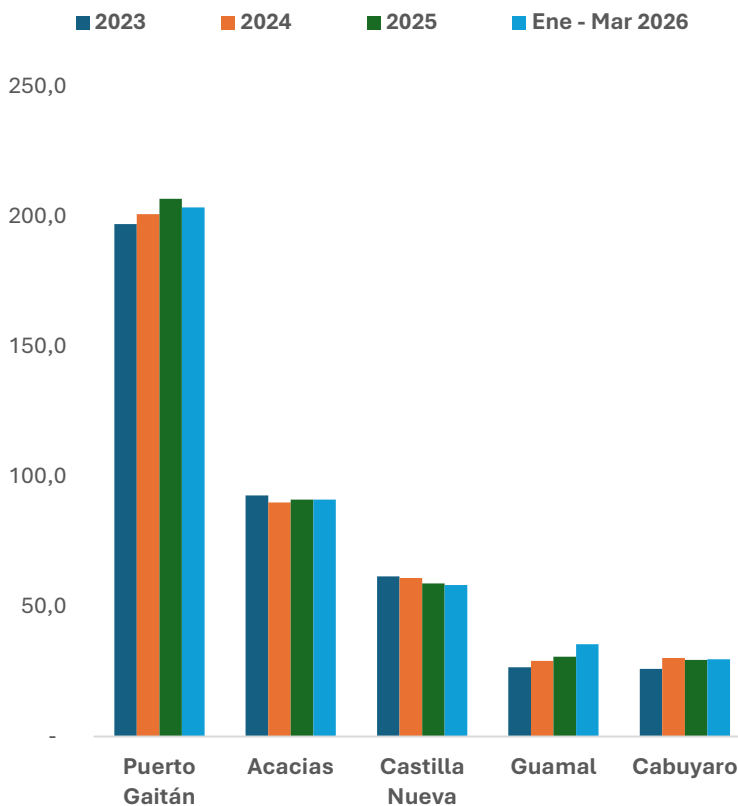


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

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	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Puerto Gaitán	197,0	200,8	206,7	203,4
Acacias	92,6	89,9	91,0	91,1
Castilla Nueva	61,6	61,0	58,8	58,2
Guamal	26,6	29,1	30,7	35,5
Cabuyaro	26,0	30,2	29,4	29,7

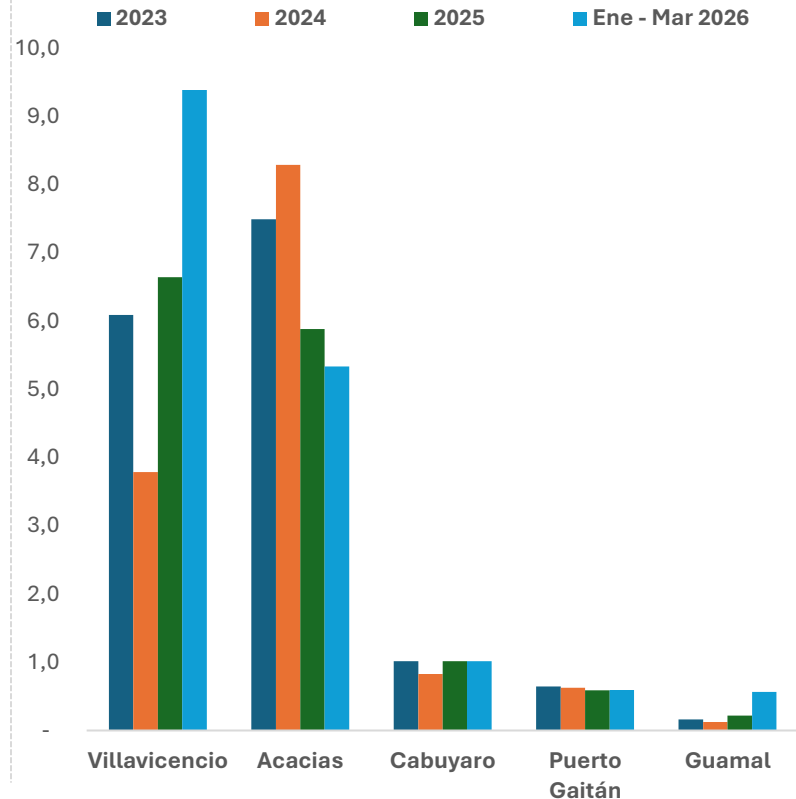


Top 5 compañías operadoras presentes Gas – (MPCD)

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

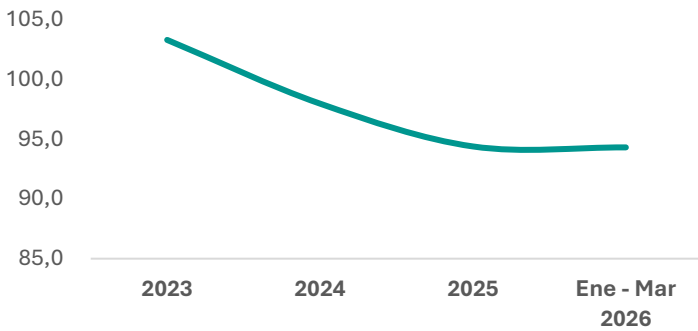
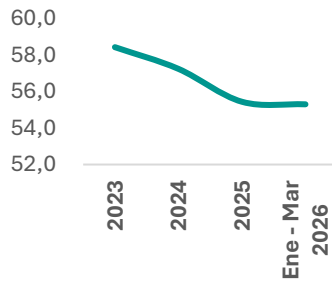
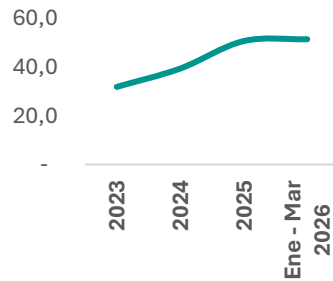
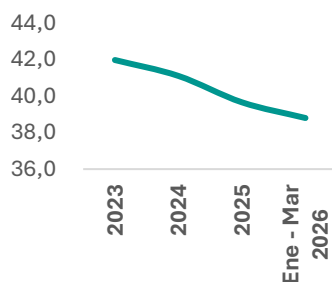
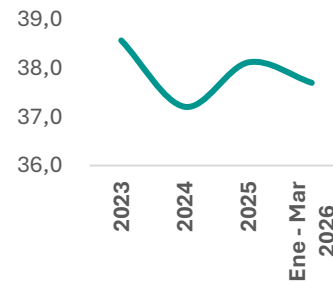
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Villavicencio	6,1	3,8	6,6	9,4
Acacias	7,5	8,3	5,9	5,3
Cabuyaro	1,0	0,8	1,0	1,0
Puerto Gaitán	0,6	0,6	0,6	0,6
Guamal	0,2	0,1	0,2	0,6

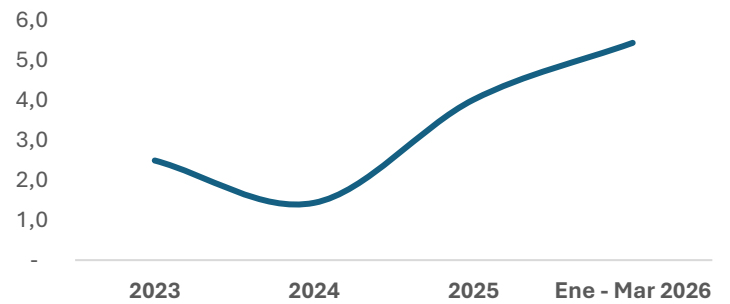
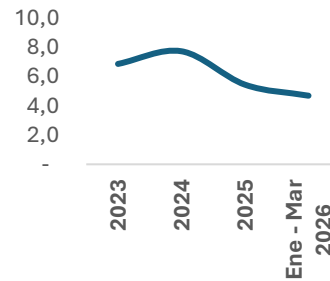
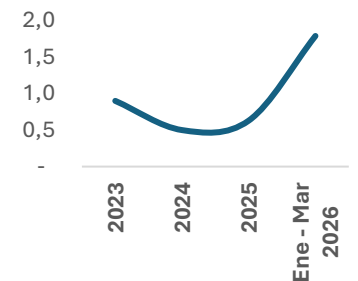
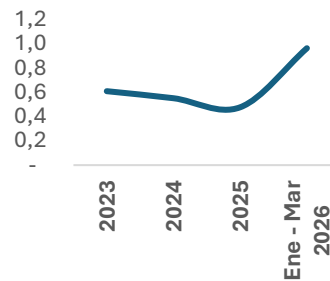
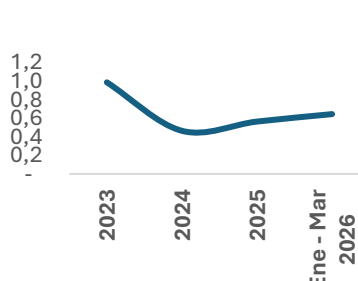


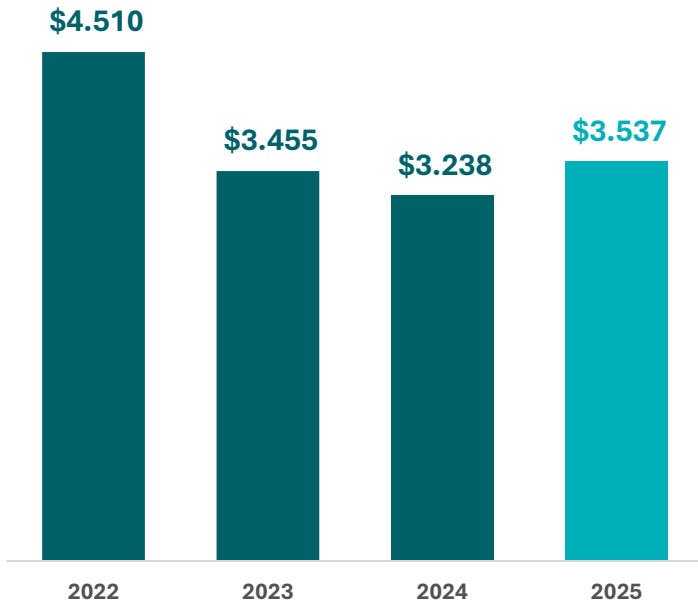
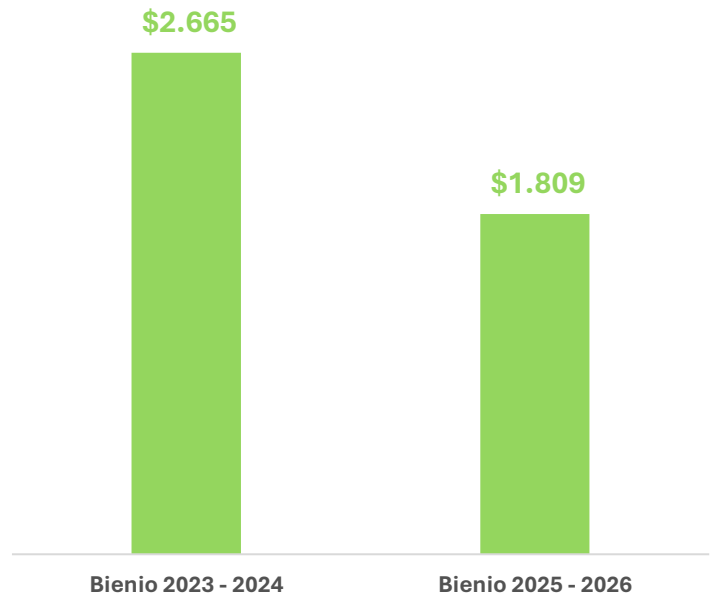
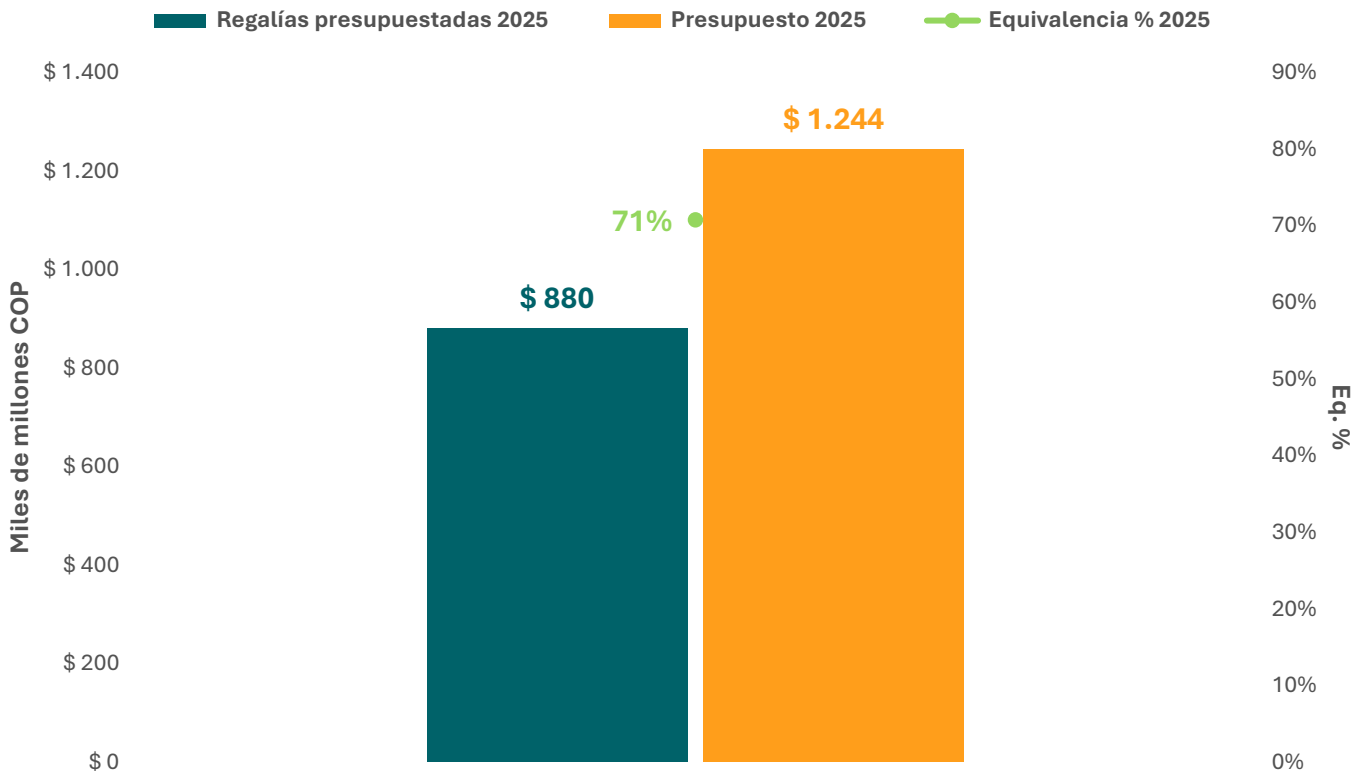
Top 5 de campos productores de Petróleo

Campos	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Rubiales	103,3	98,0	94,4	94,3
Castilla	58,4	57,2	55,4	55,3
Caño Sur Este	31,9	39,5	50,8	51,5
Castilla Norte	42,0	41,1	39,7	38,8
Chichimene	38,6	37,2	38,1	37,7

Rubiales

Castilla

Caño Sur Este

Castilla Norte

Chichimene

Top 5 de campos productores de Gas - (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Suria	2,5	1,4	4,0	5,5
Chichimene	6,9	7,7	5,5	4,7
Apiay	0,9	0,5	0,6	1,9
Akacias	0,6	0,6	0,5	1,0
Suria Sur	1,0	0,5	0,6	0,6

Suria

Chichimene

Apiay

Akacias

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:
390.742 (2025) – 385.400 (2024)

Medición de desempeño departamental:
60,3 (2024) – 58,8 (2023)

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

PIB Per Cápita:
\$15,6 millones (2024) - \$15,2 millones (2023)

Participación minas y canteras en el PIB departamental:
24,4% (2024) – 28,8% (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:
13,6% (2025) – 11,8% (2024)

Tasa de desempleo:
N.A

Índice Departamental de Competitividad:
3,82 posición 27/33 (2024) – 3,60 posición 29/33 (2024)

Taladros de perforación activos

1
2

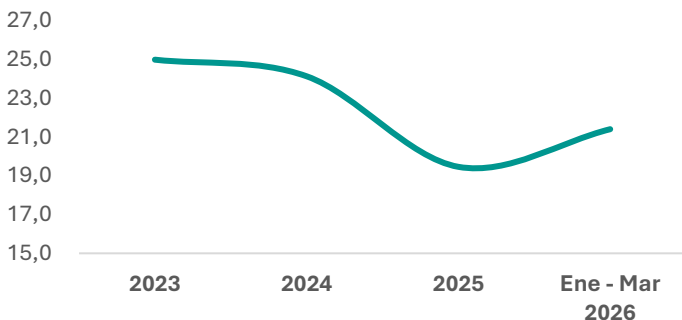
 II Sem 2025
Jul – Dic 2025

 I Trimestre 2026
Ene – Mar 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

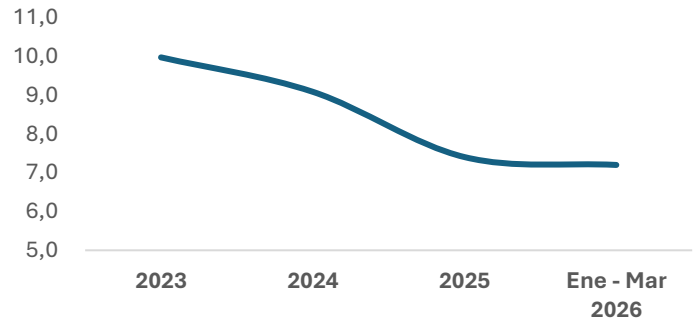
0

 Vigente a:
Febrero 2026
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
25,0	24,1	19,5	21,4


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Feb 2026
10,0	9,1	7,4	7,2

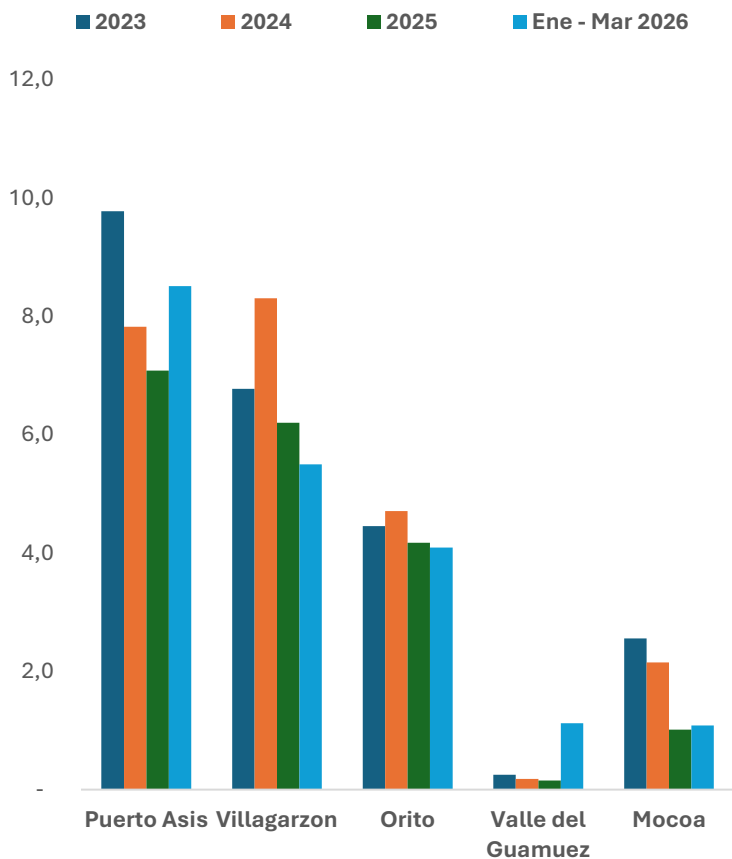


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

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

Top 5 de municipios productores de Petróleo - (KBPD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Puerto Asis	9,8	7,8	7,1	8,5
Villagarzon	6,8	8,3	6,2	5,5
Orito	4,5	4,7	4,2	4,1
Valle del Guamuez	0,3	0,2	0,2	1,1
Mocoa	2,6	2,2	1,0	1,1

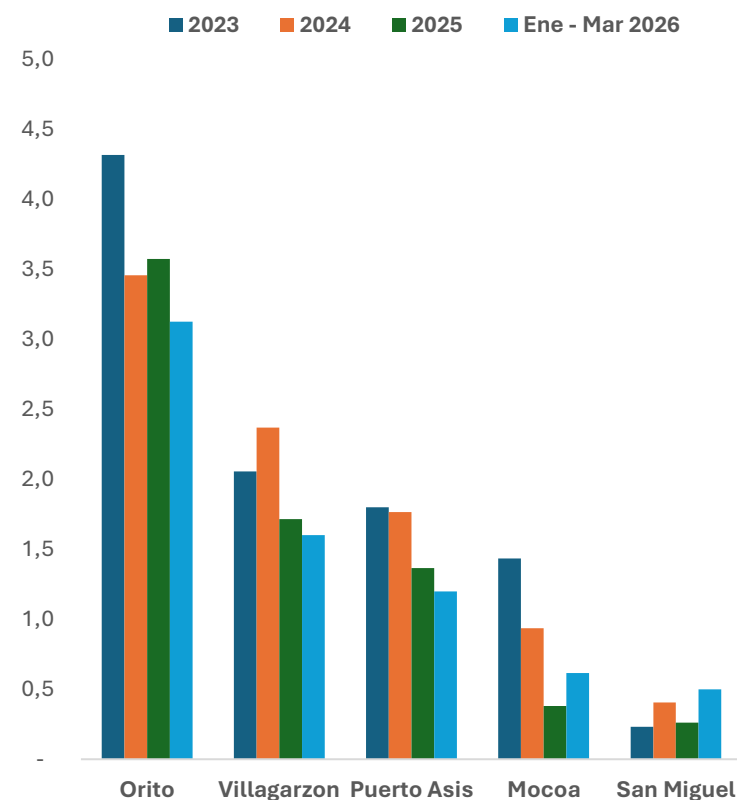


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

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

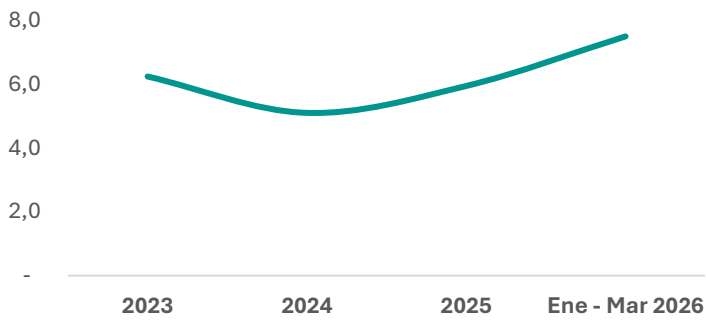
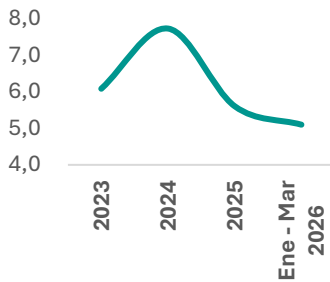
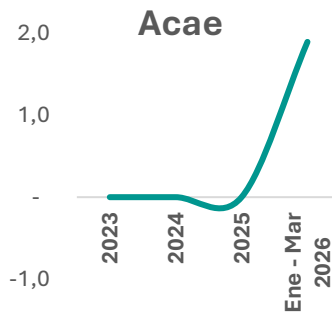
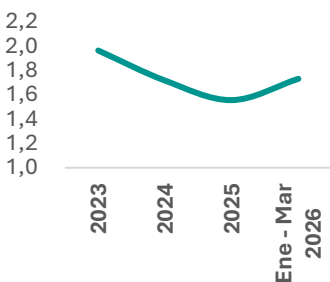
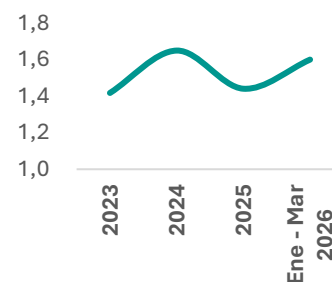
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Orito	4,3	3,5	3,6	3,1
Villa Garzón	2,1	2,4	1,7	1,6
Puerto Asís	1,8	1,8	1,4	1,2
Mocoa	1,4	0,9	0,4	0,6
San Miguel	0,2	0,4	0,3	0,5

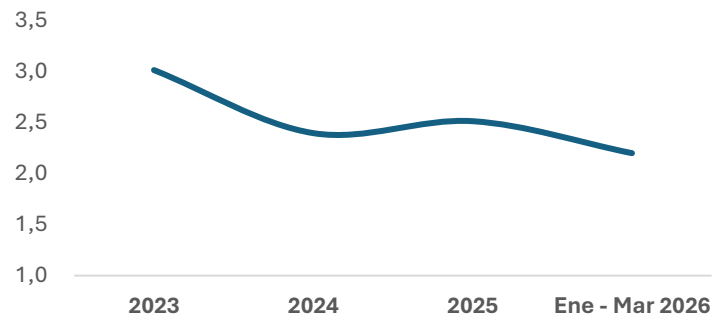
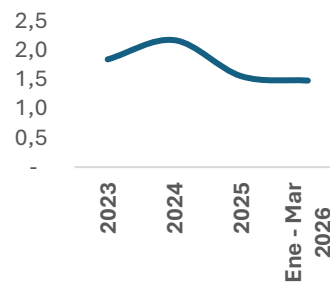
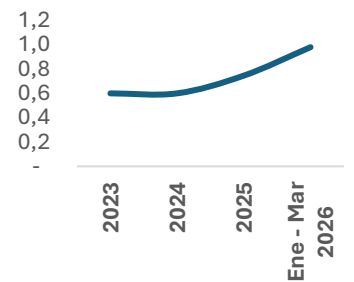
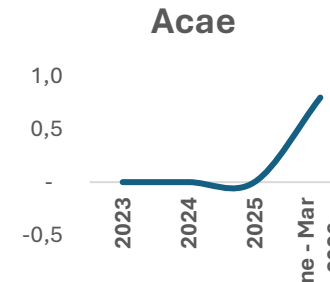
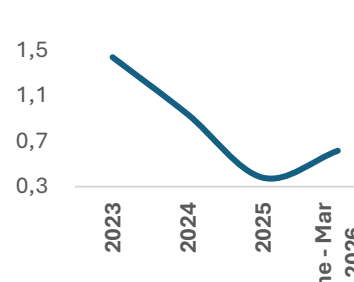


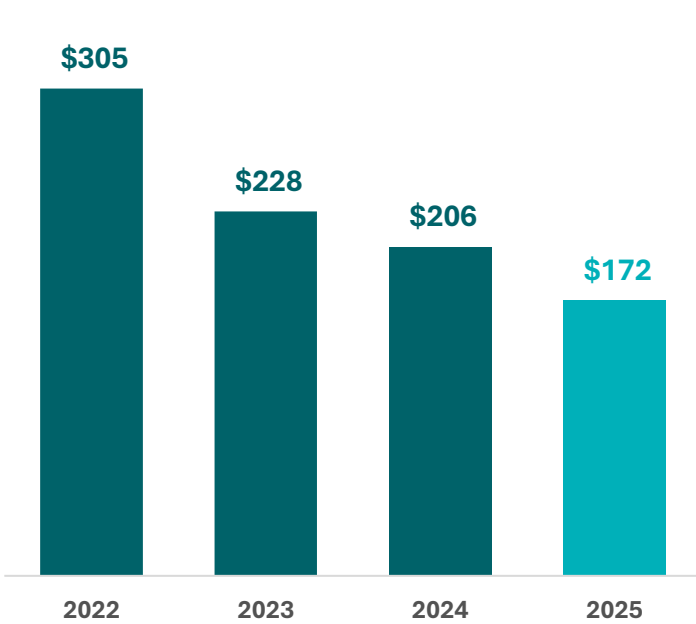
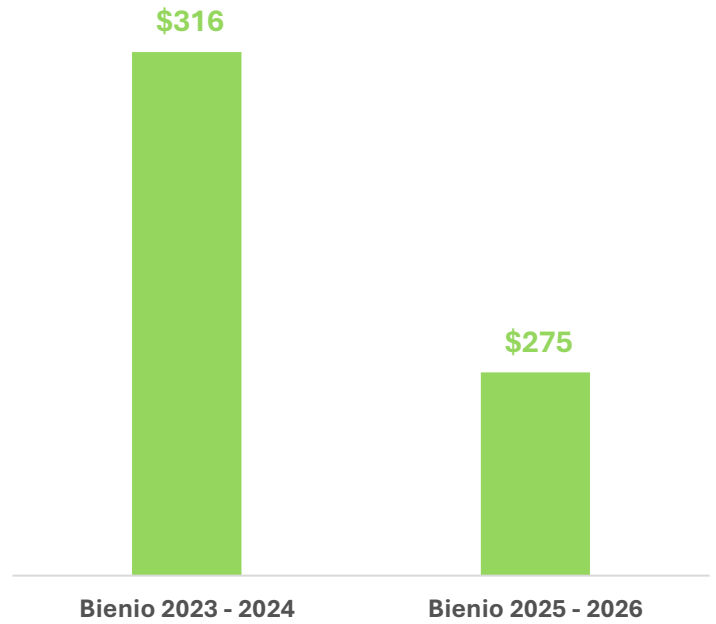
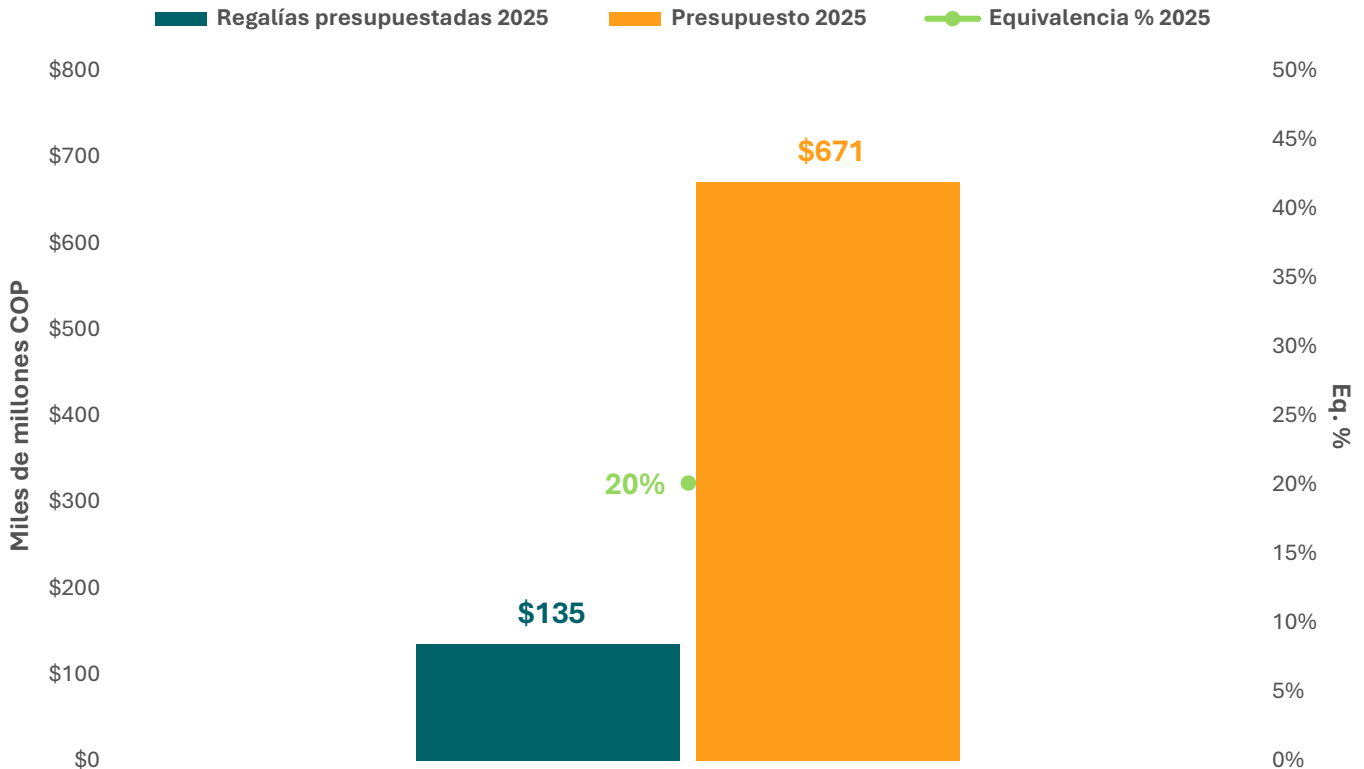
**Top 5 de campos productores de
Petróleo - (KBPD)**

Campos	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Cohembi	6,2	5,1	5,9	7,5
Costayaco	6,1	7,7	5,6	5,1
Unificado Loro Acae	-	-	-	1,9
Orito	2,0	1,7	1,6	1,7
Caribe	1,4	1,7	1,4	1,6

Cohembi

Costayaco

Unificado Loro

Orito

Caribe

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

Campos	2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
Orito	3,0	2,4	2,5	2,2
Costayaco	1,8	2,2	1,6	1,5
Cohembi	0,6	0,6	0,7	1,0
Unificado Loro Acae	-	-	-	0,8
Moqueta	1,4	0,9	0,4	0,6

Orito

Costayaco

Cohembi

Unificado Loro

Moqueta


**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:

2.398.303 (2025) – 2.380.650 (2024)

Medición de desempeño departamental:

72,9 (2024) – 81,3 (2023)

Producto Interno Bruto (corriente):

\$109,5 billones (2024) - \$101,4 billones (2023)

PIB Per Cápita:

\$46,1 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:

27,4% (2024) – 30,9% (2023)

Pobreza multidimensional:

6,9% (2025) – 6,8% (2024)

Tasa de desempleo:

10,1% (2025) - 11,0% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:

6,28 posición 4/33 (2025) – 6,10 posición 6/33 (2024)
Taladros de perforación activos

2
0

 II Sem 2025
Jul – Dic 2025

 I Trimestre 2026
Ene – Mar 2026

Proyectos vigentes de generación de energía

19

Vigente a:

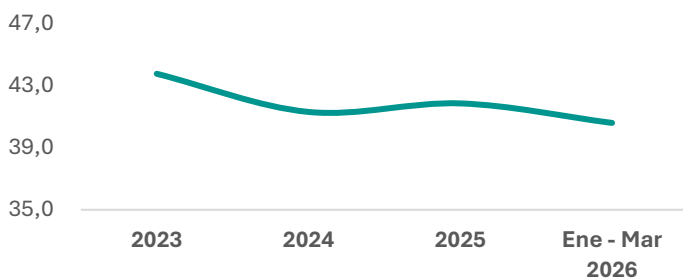
Febrero 2026

- Solar: 14

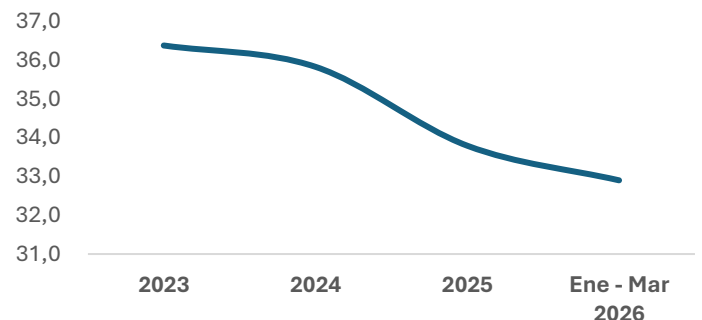
- Hidráulico: 5

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
43,8	41,3	41,9	40,6


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Mar 2026
36,4	35,8	33,8	32,9

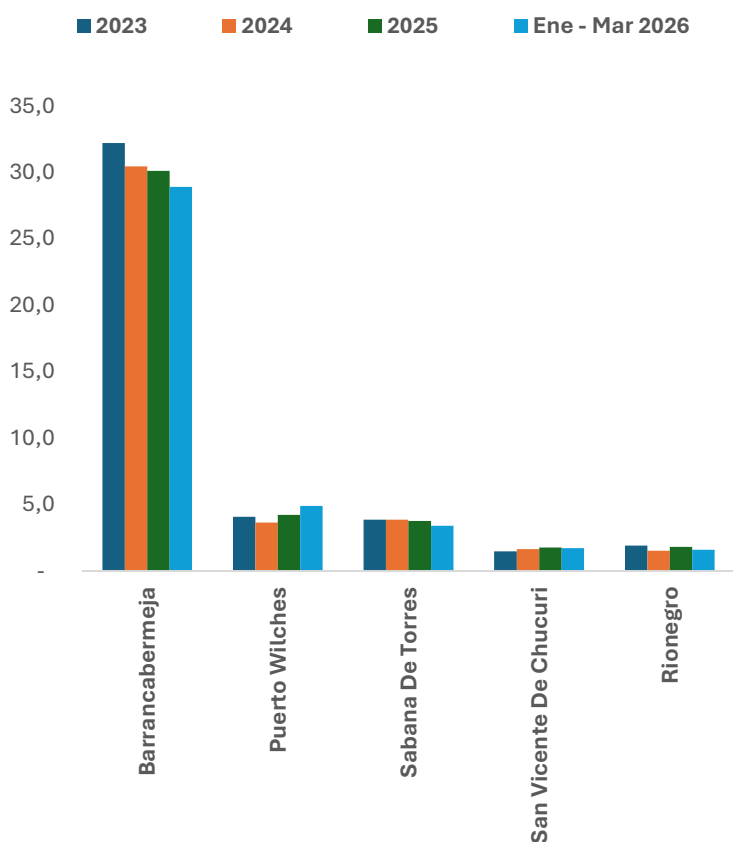


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

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	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Barrancabermeja	32,2	30,5	30,1	28,9
Puerto Wilches	4,1	3,7	4,2	4,9
Sabana De Torres	3,9	3,9	3,8	3,4
San Vicente De Chucuri	1,5	1,7	1,8	1,7
Rionegro	1,9	1,5	1,8	1,6

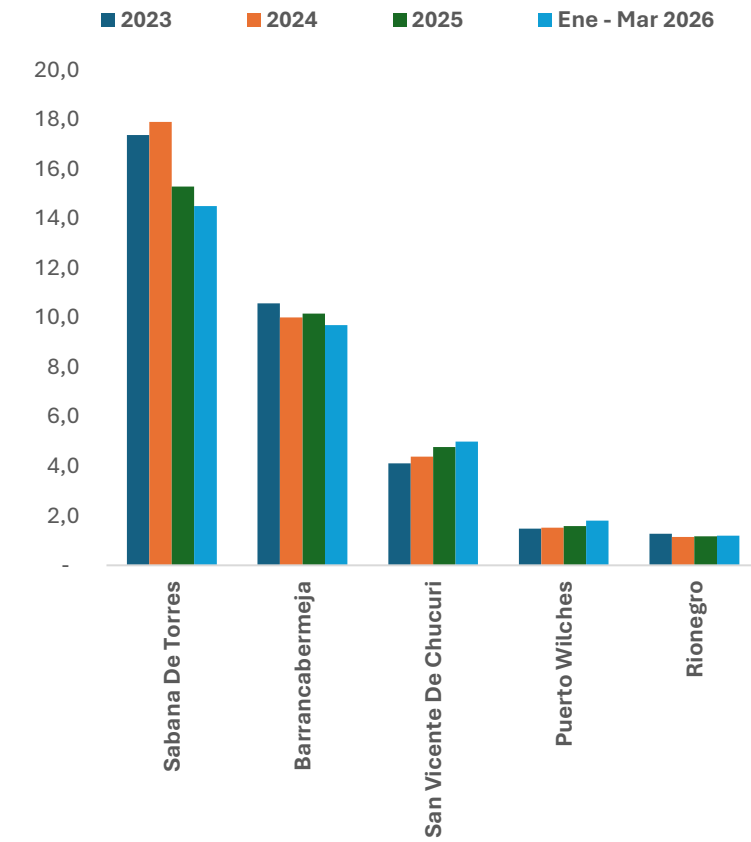


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

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 Gas – (MPCD)

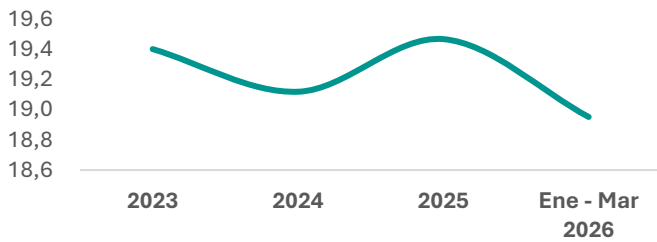
Municipios	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Sabana De Torres	17,4	17,9	15,3	14,5
Barrancabermeja	10,6	10,0	10,2	9,7
San Vicente De Chucuri	4,1	4,4	4,8	5,0
Puerto Wilches	1,5	1,5	1,6	1,8
Rionegro	1,3	1,1	1,2	1,2



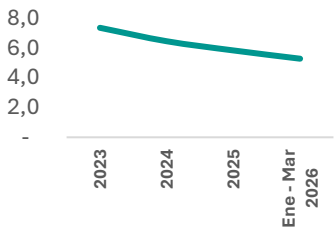
Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
La Cira	19,4	19,1	19,5	19,0
Infantas	7,4	6,5	5,8	5,3
Llanito Unificado	5,4	4,9	4,8	4,7
Yariguí-Cantagallo	2,9	2,6	3,0	3,6
Lisama Unificado	0,5	0,7	0,9	1,7

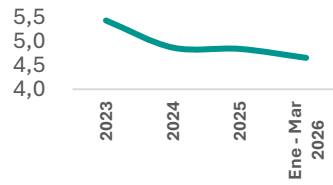
La Cira



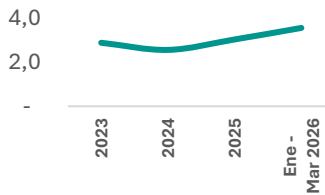
Infantas



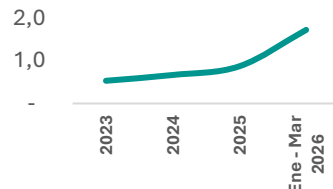
Llanito Unificado



Yariguí-Cantagallo



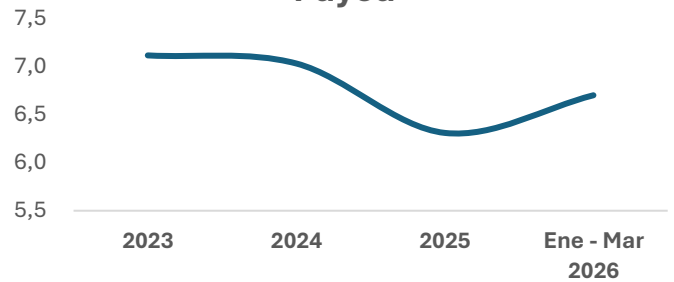
Lisama Unificado



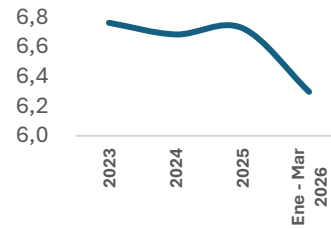
Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Payoa	7,1	7,0	6,3	6,7
La Cira	6,8	6,7	6,7	6,3
Provincia	7,1	7,7	6,4	5,2
Lisama Unificado	1,4	1,6	2,1	5,0
Llanito Unificado	1,9	1,6	1,7	1,8

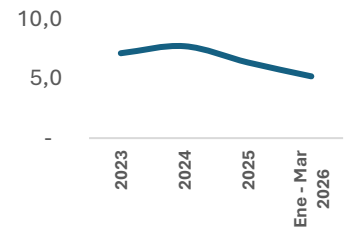
Payoa



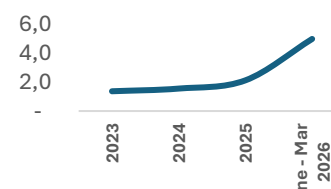
La Cira



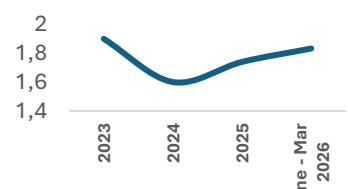
Provincia



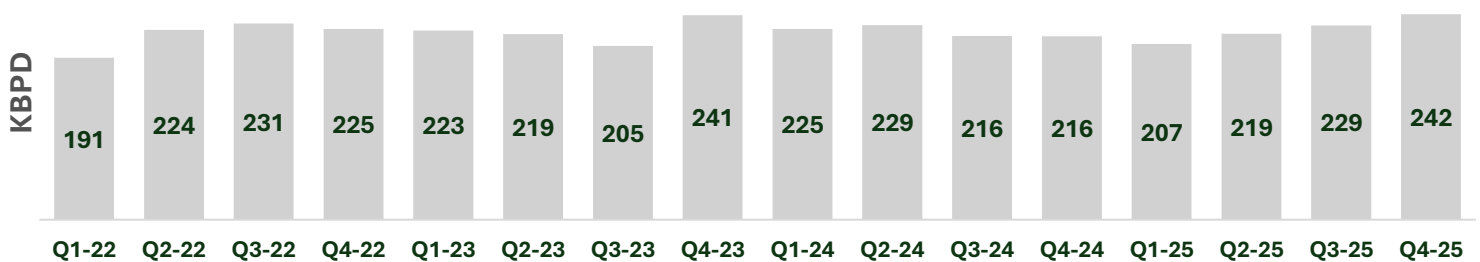
Lisama Unificado

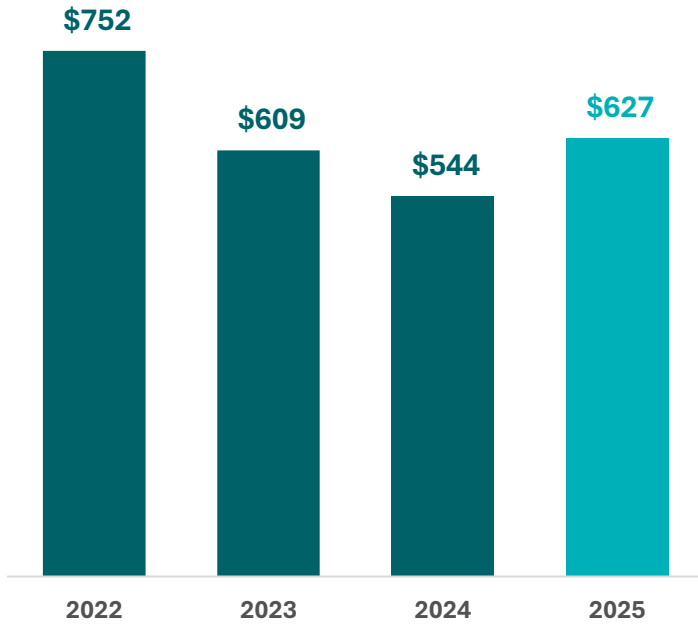


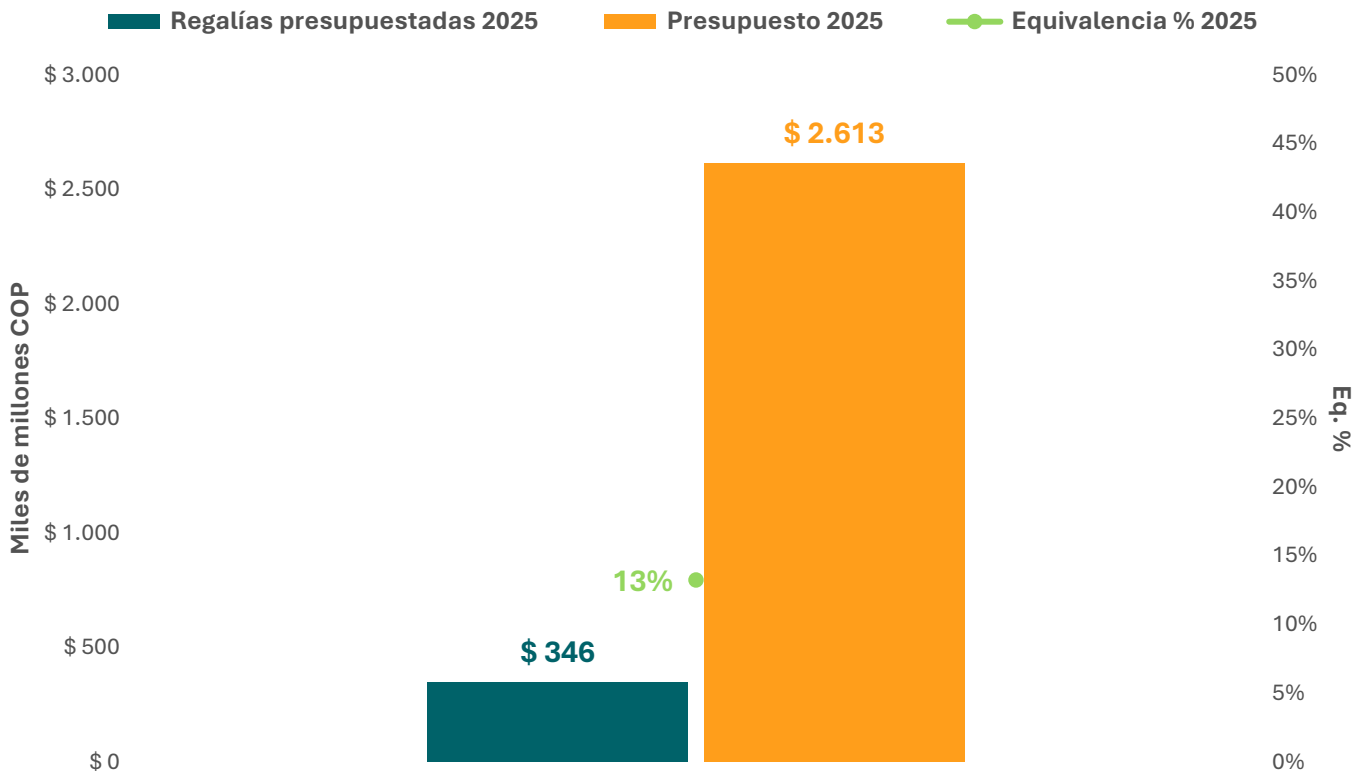
Llanito Unificado



Refinería de Barrancabermeja – Q4 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:

1.034.102 (2025) – 1.019.575 (2024)

Medición de desempeño departamental:

67,1 (2024) – 68,9 (2023)

Producto Interno Bruto (corriente):

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

PIB Per Cápita:

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

57,5% (2024) – 58,1% (2023)

Pobreza multidimensional:

25,4% (2025) – 21,8% (2024)

Tasa de desempleo:

10,6% (2025) - 11,6% (2024)

Índice Departamental de Competitividad:

4,39 posición 23/33 (2025) – 4,26 posición 24/33 (2024)

Taladros de perforación activos

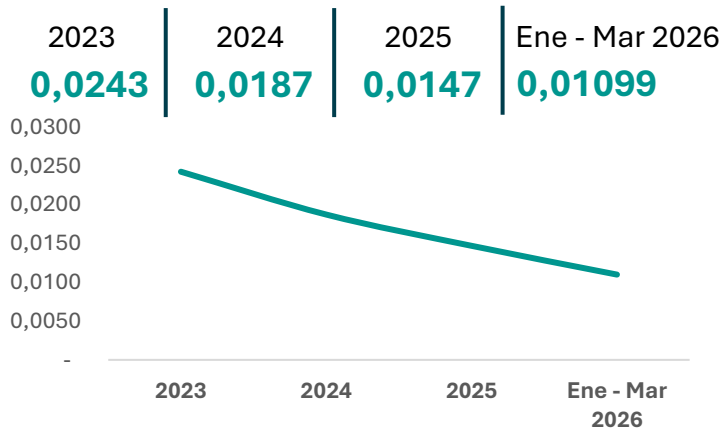
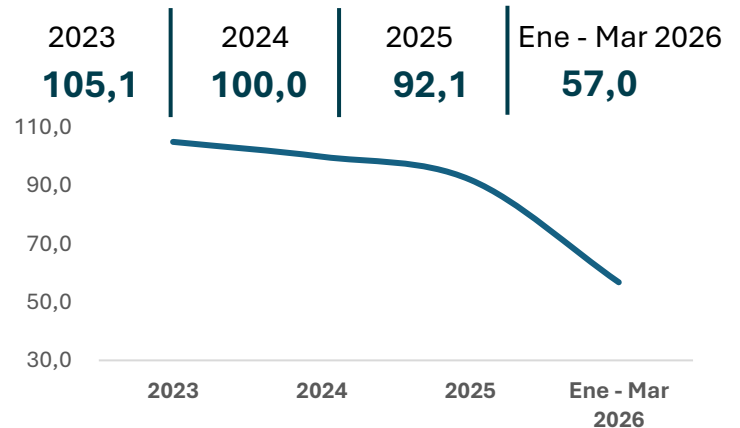
0

 II Sem 2025
Jul – Dic 2025
0

 I Trimestre 2026
Ene – Mar 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

3

 Vigente a:
Febrero 2026
 - Solar: 3

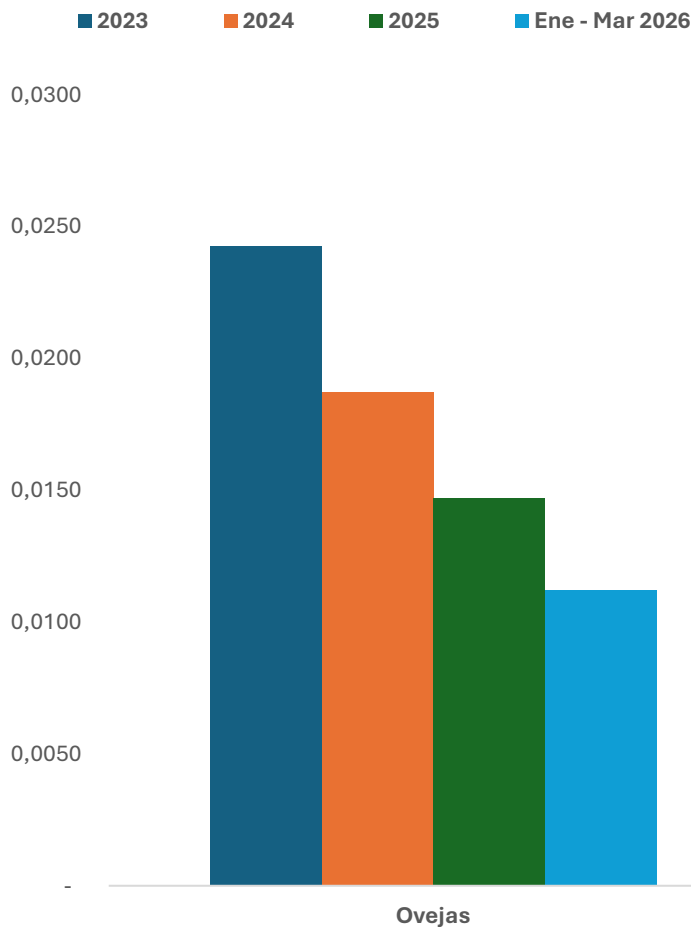
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

Producción fiscalizada de gas (MCPD)


Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Hocol S.A.

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Ovejas	0,0243	0,0187	0,0147	0,01099

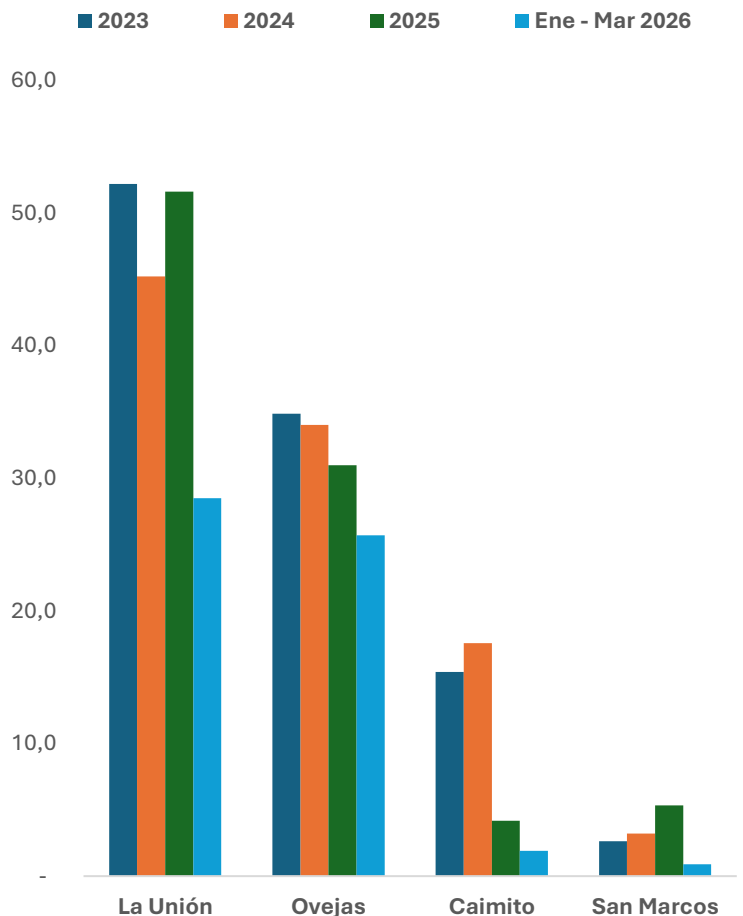


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

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	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
La Unión	52,2	45,2	51,6	28,5
Ovejas	34,9	34,0	31,0	25,7
Caimito	15,4	17,6	4,2	1,9
San Marcos	2,6	3,2	5,3	0,9

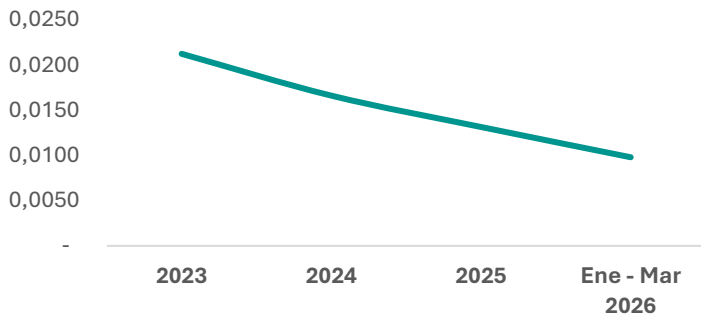


Perfiles departamentales: Sucre

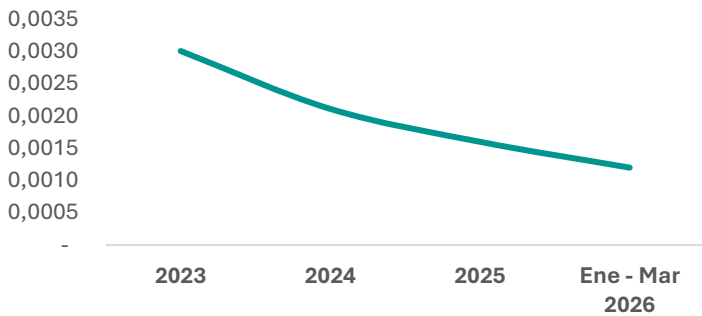
Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Mamey	0,0212	0,0166	0,0132	0,0098
Bonga	0,0030	0,0021	0,0016	0,0012

Mamey



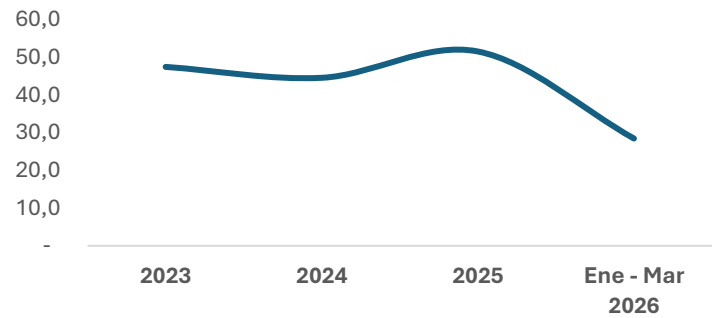
Bonga



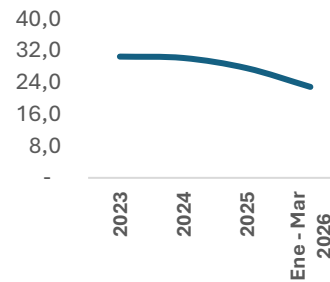
Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Mar 2026
Clarinete	47,5	44,6	51,6	28,5
Mamey	30,5	30,2	27,6	22,9
Bonga	4,3	3,8	3,4	2,8
Pandereta	15,4	17,6	4,2	1,9
Borbón	-	-	3,0	0,6

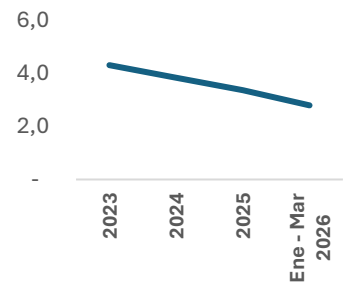
Clarinete



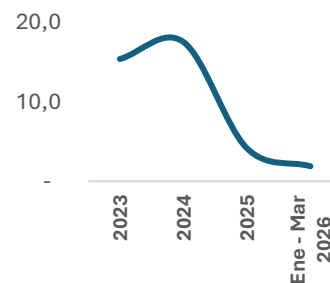
Mamey



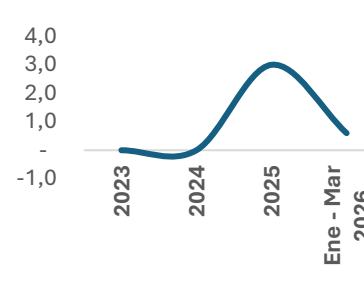
Bonga

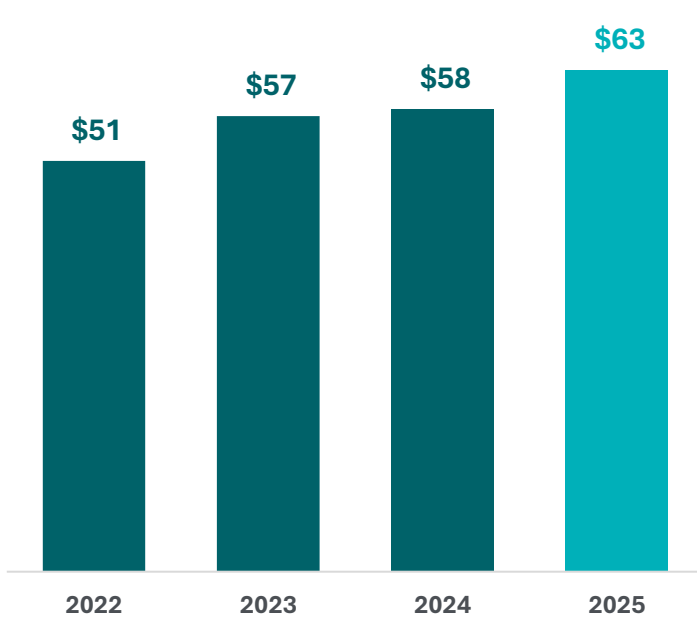


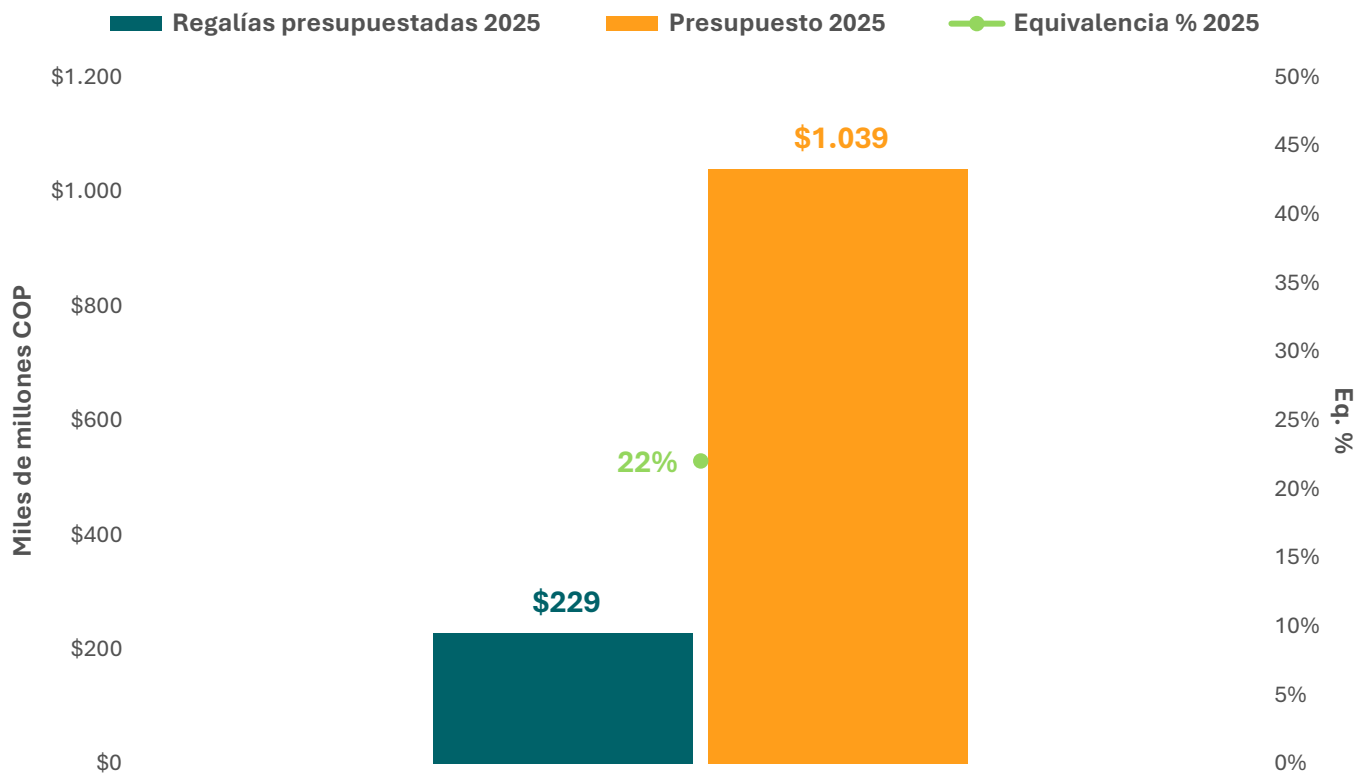
Pandereta



Borbón



**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



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

Vea el video ahora
escaneando el código QR



o haciendo

CLIC AQUÍ



Ya disponible



Informe **CAMPETROL** Taladros & Producción

Marzo
2026

Léalo ahora en campetrol.org,
escaneando el código QR

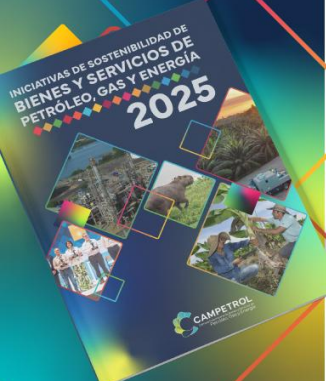


o haciendo

CLIC AQUÍ



PREMIOS SOSTENIBILIDAD CAMPETROL 2025



Léalo aquí

O escaneando el código QR



¡FELICITAMOS A LOS GANADORES!



CATEGORÍA SOCIAL



Programa Integral de Sostenibilidad



CATEGORÍA AMBIENTAL



Programa MAGNETA



CATEGORÍA GOBERNANZA



Rodamientos Magnéticos



Somos la **ENERGÍA** de **COLOMBIA**



Ya disponibles nuestro Monitoreo **Legislativo**

MARZO 2026

Conozca el Monitoreo Legislativo y Relacionamiento y entérese sobre la actualidad legislativa y política del país que impactan el sector energético colombiano.

Haciendo Click aquí



Escaneando aquí

Para más información contacte a: Claudia Vergara al correo juridico@campetrol.org





Fuente: Independence

campetrol.org

Capítulo 7

Encuesta trimestral

III y IV 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 tercer y cuarto 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.

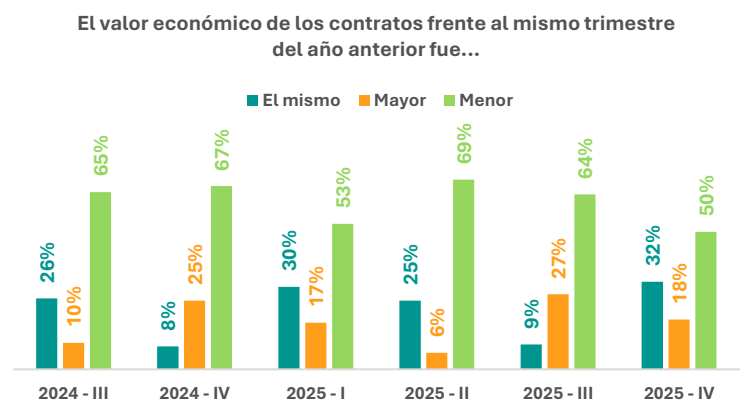
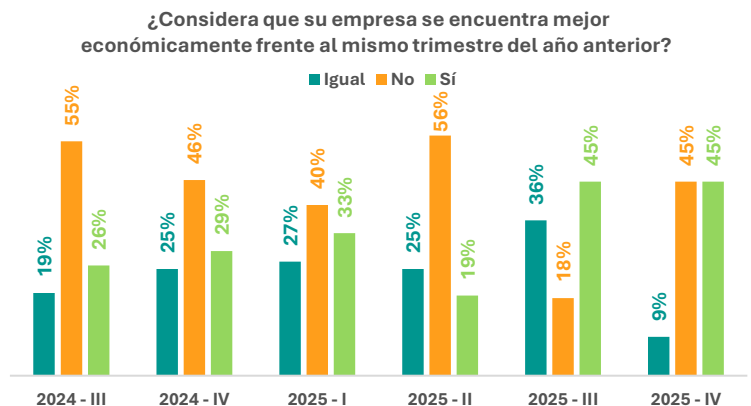
Resultados trimestrales:

Al cierre del cuarto trimestre de 2025, el comportamiento de los indicadores económicos para las empresas de Bienes y Servicios (B&S) del sector O&G&E reflejó que la proporción de organizaciones que reportó no percibir una mejoría en su situación económica se situó en un 45%, cifra similar al 46% registrado en el cuarto trimestre de 2024. Es pertinente destacar que el segmento de empresas que manifestó una evolución positiva en su posición económica ascendió al 45%, frente al 29% reportado en el cierre del ejercicio previo.

En lo relacionado con el valor económico de la contratación, los datos del periodo de análisis indican que para el 50% de las compañías este indicador fue menor respecto al mismo trimestre del año anterior. Si bien este porcentaje representa

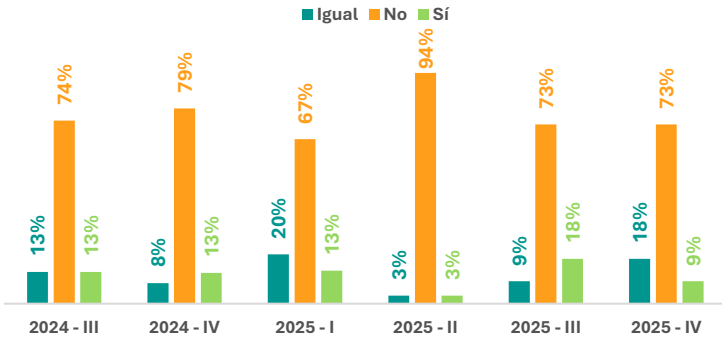
a la mitad de la muestra, constituye una reducción frente al 67% observado en el cuarto trimestre de 2024.

Como resultado de la dinámica de estos indicadores, el 73% de las empresas consultadas percibió que la situación general del sector petrolero es inferior a la registrada en el mismo periodo del año previo cuando se ubicó en 79%. De manera simultánea, el 77% de las organizaciones informó no tener dificultades para la vinculación del personal técnico y operativo necesario para satisfacer su demanda, lo que supone un incremento frente al 67% registrado en el último trimestre de 2024.

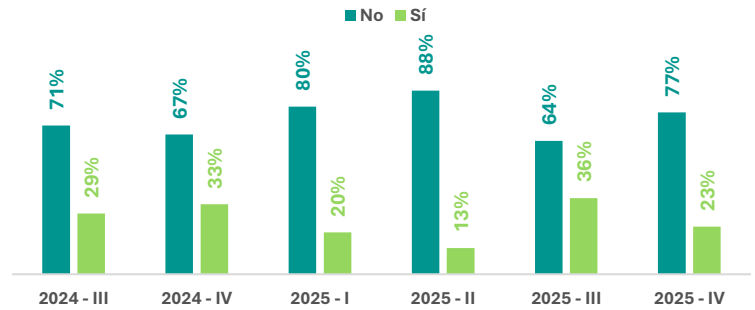


Fuente: CAMPETROL, cálculos CAMPETROL

¿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

Durante el cuarto trimestre de 2025, las empresas identificaron como factores que afectaron su operación a la conflictividad social, la falta de demanda por bienes y servicios y a la infraestructura. De acuerdo con los resultados, la conflictividad social se mantienen en el mismo nivel del año anterior (19%), mientras que la falta de demanda y la infraestructura y costos logísticos presentaron crecimientos.

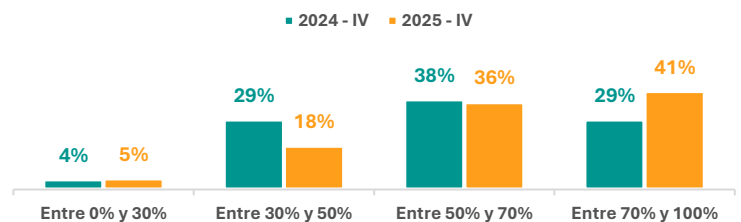
Dentro de las principales razones por las que algunas empresas están operando por debajo de la mitad de la capacidad instalada, se encuentran la reducción en el nivel de demanda de los contratos actuales y la pérdida de contratos. Es notable que, a diferencia del cuarto trimestre de 2024, cuando los factores relacionados con problemas con las comunidades representaban el 11%, para este trimestre dejaron de figurar como una de las razones principales para la subutilización de la capacidad operativa.

En cuanto al porcentaje de utilización de la capacidad instalada, en el cuarto trimestre de 2025 el 23% informó que se encontró operando por debajo del 50%, este resultado refleja una disminución frente el 33% registrado en igual trimestre de 2024.

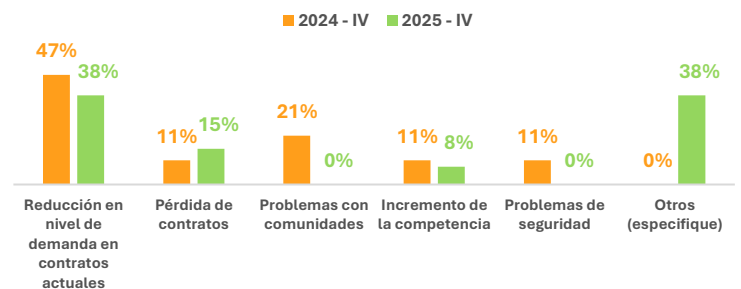
Problemáticas que enfrentan las empresas actualmente



Porcentaje de utilización de capacidad instalada



Razones de capacidad instalada



Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol

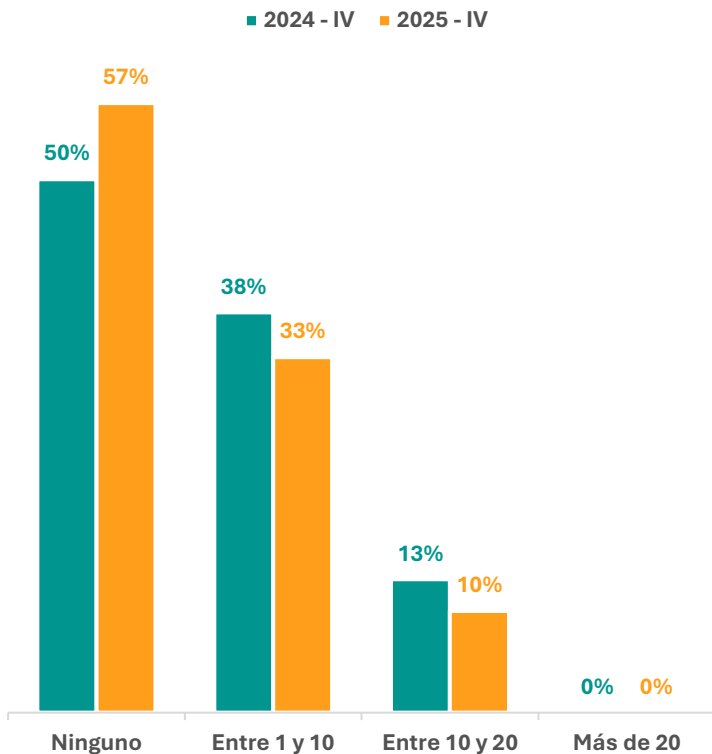
Complementando los retos anteriormente mencionados, en relación con los incidentes de entorno asociados a atentados y bloqueos, el 57% de las empresas de bienes y servicios encuestadas reportaron no haber sufrido atentados, lo que representa un incremento de 7 puntos porcentuales frente al mismo trimestre del año anterior. En el cuarto trimestre de 2025, el 33% de las empresas informaron haber registrado entre 1 y 10 atentados, mientras que el 10% reportaron entre 10 y 20 atentados.

Respecto a los incidentes relacionados con bloqueos, el 27% de los encuestados informó no haber tenido alguno. Sin embargo, el 45% tuvo

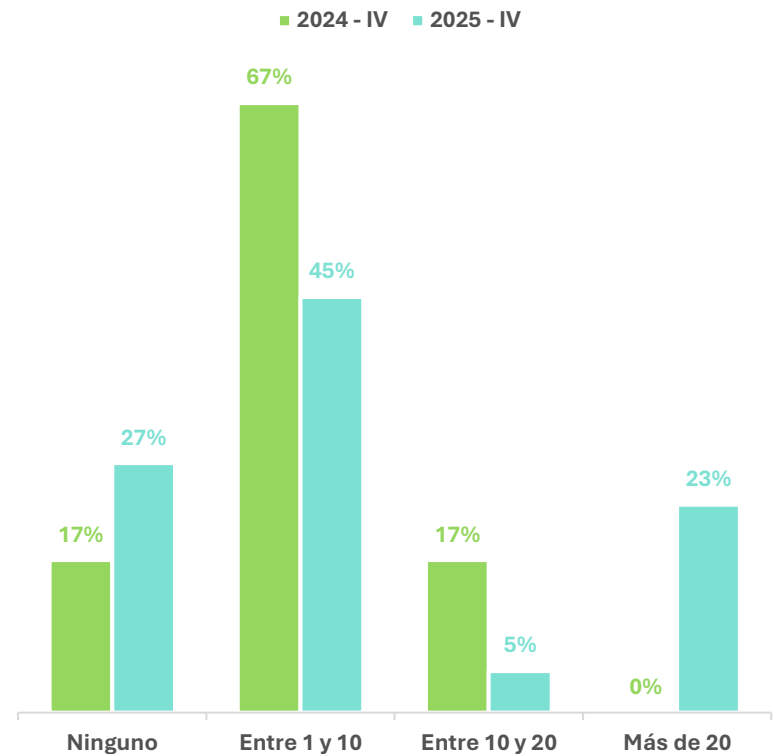
entre 1 y 10, porcentaje que fue inferior en 12 puntos porcentuales comparado con el mismo trimestre del año anterior.

En relación con las expectativas de las empresas de bienes y servicios para el próximo trimestre, el 27% 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 64%, 55%, y 55%, 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

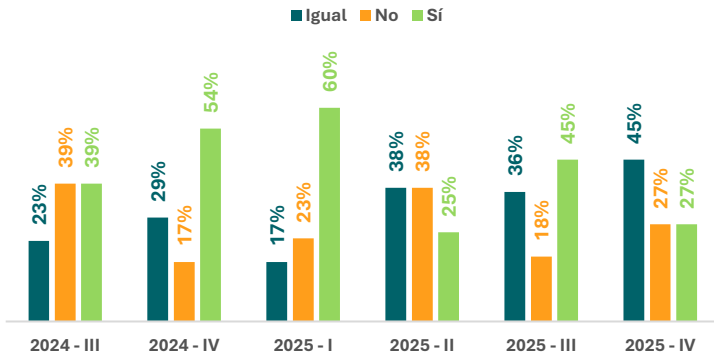


Incidentes de entorno relacionados con bloqueos

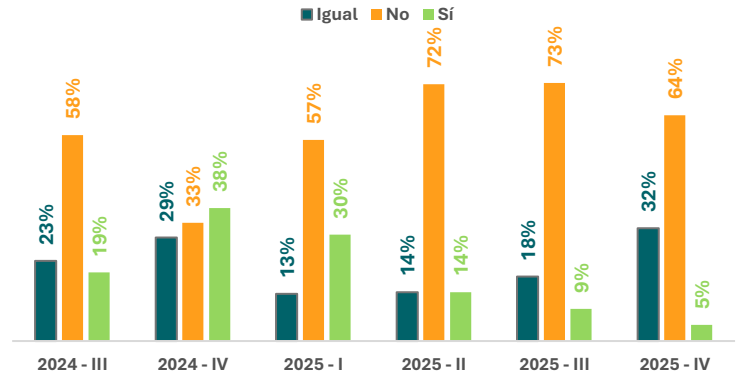


Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol

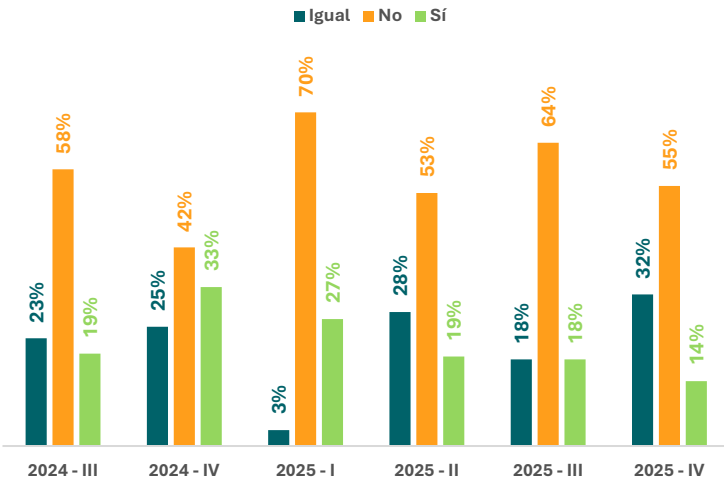
¿A su empresa le estará yendo económicamente mejor en el próximo trimestre?



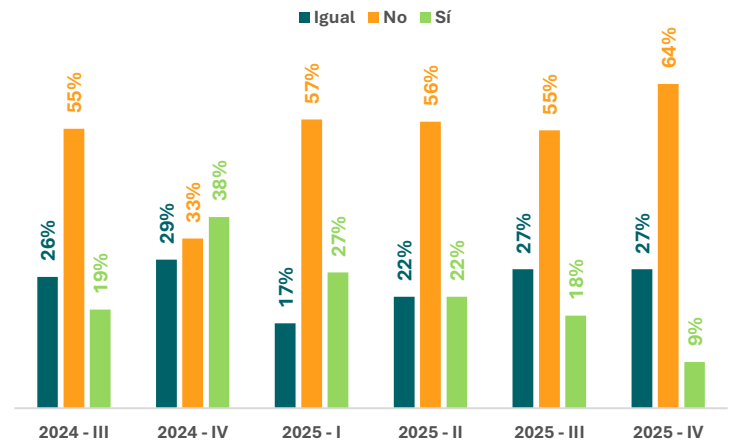
¿El sector E&P nacional mejorará en el próximo trimestre?



¿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.

El 27% de las empresas encuestadas proyecta que el valor económico de los contratos de bienes y servicios será menor en el próximo trimestre. En la misma línea, el 41% anticipa una reducción en el número de trabajadores a emplear en el periodo venidero, el 48% señala que el nivel de inversión en maquinaria y equipo descenderá en el tercer trimestre de 2025 y el 36% estima que las dificultades para atender un aumento inesperado en la demanda serán mayores en el siguiente trimestre.

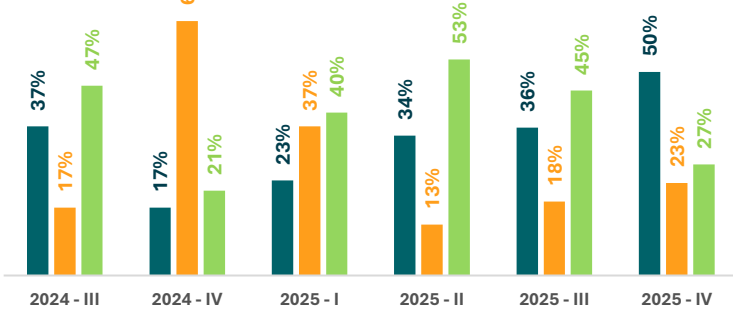
Comparado con el cuarto trimestre de 2024, las perspectivas económicas de las empresas del sector muestran un deterioro sostenido.

De cara a los periodos siguientes, la incertidumbre derivada del entorno regulatorio y de las decisiones de política pública se posiciona como un factor determinante en la planeación operativa y financiera de las empresas del sector.

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

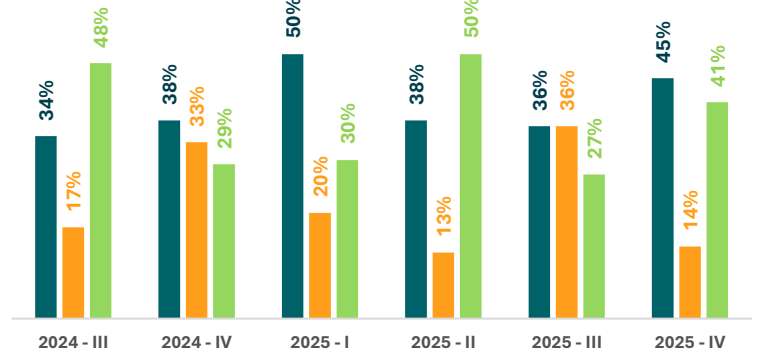
■ El mismo ■ Mayor ■ Menor

Comparado con el segundo trimestre del año 2024,



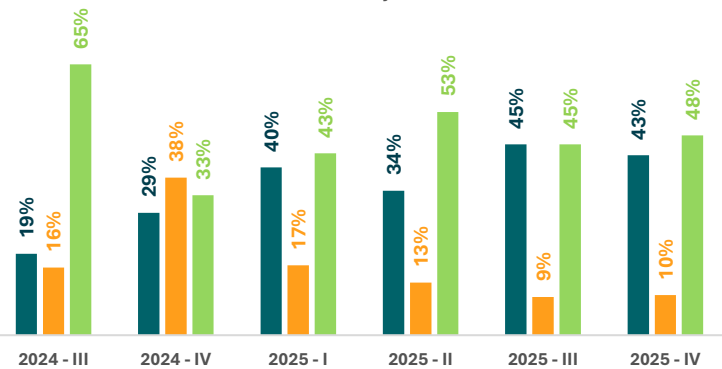
El número de trabajadores que piensa emplear en el próximo trimestre espera que sea...

■ El mismo ■ Mayor ■ Menor



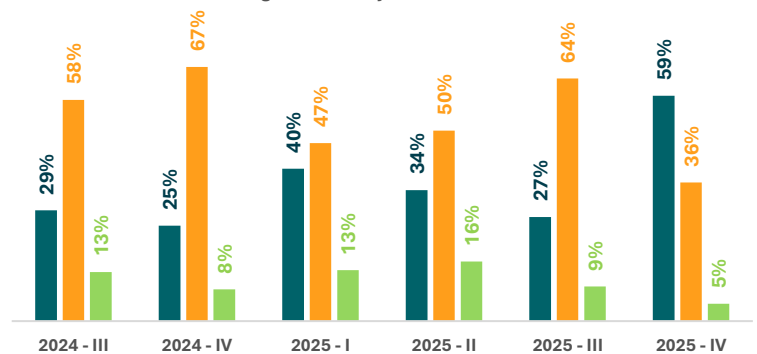
El nivel de inversión en maquinaria y equipo en el próximo trimestre espera que sea...

■ El mismo ■ Mayor ■ Menor



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

■ Iguales ■ Mayores ■ Menores



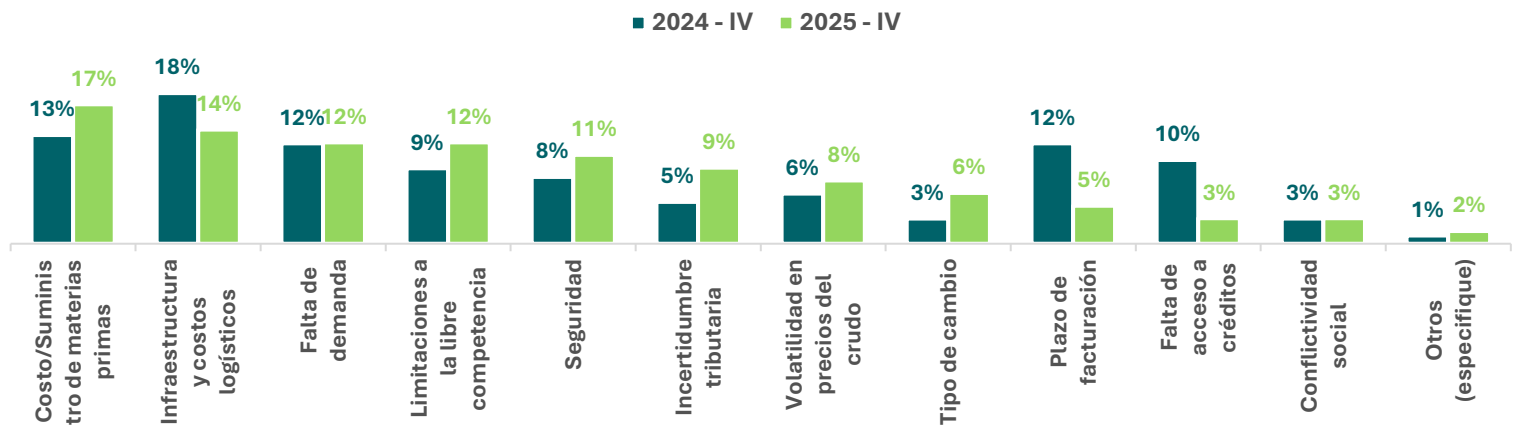
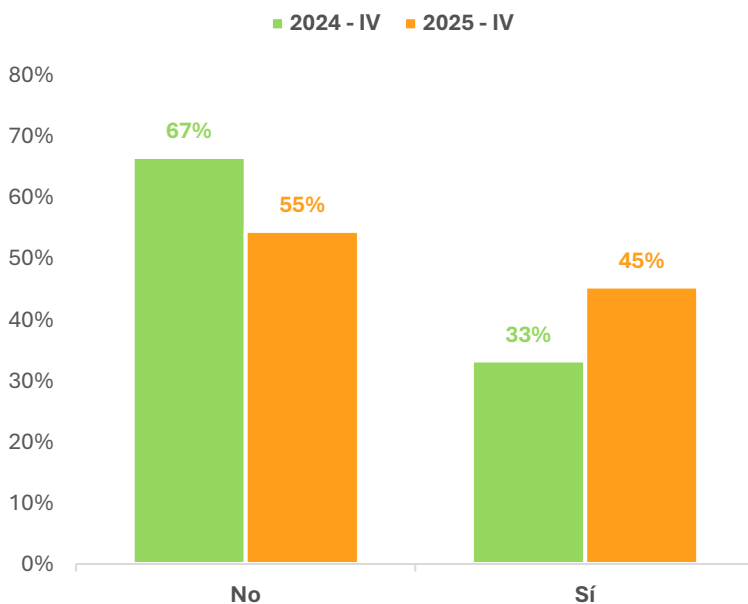
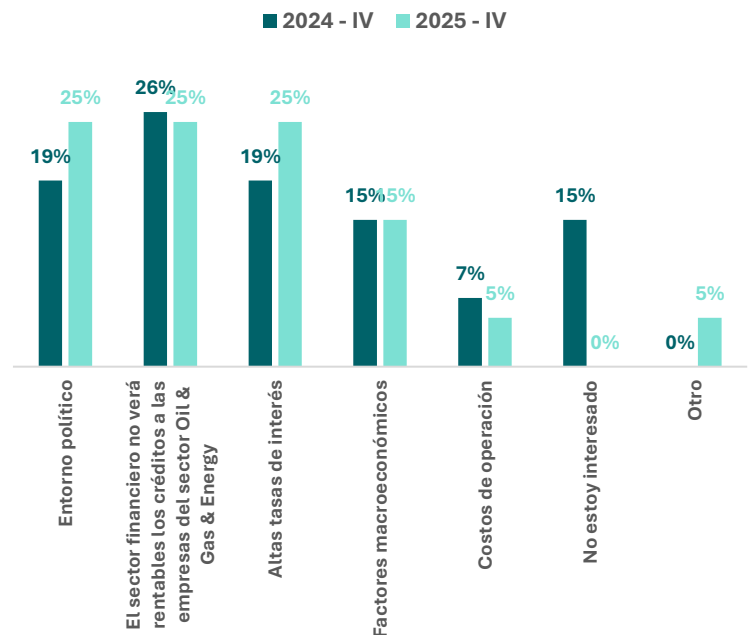
Fuente: Campetrol, cálculos Campetrol

Finalmente, es importante mencionar que, para el siguiente trimestre (primer trimestre de 2026), 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 45% de las compañías informaron que en el siguiente trimestre podrían tener 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 [acá](#).

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 2025, el precio de referencia Brent promedió 69,1 USD/Bl**, lo que representa una caída de 14,2% (-11,4 USD/Bl) frente al promedio de 2024. A lo largo del periodo, la brecha entre años fue variable, registrando en mayo la mayor diferencia (21,8 USD/Bl) y el nivel más bajo del primer semestre con 64,5 USD/Bl. **En diciembre de 2025, la referencia Brent se ubicó en 62,5 USD/Bl**, lo que representó una disminución de 15,3% respecto al mismo mes de 2024.
- **Durante el primer trimestre de 2026, la cotización del crudo Brent promedió 80,2 USD/Bl**, impulsada por un máximo de 103,1 USD/Bl alcanzado en marzo. Este nivel representa un incremento del 42% respecto al mismo mes de 2025. El cambio de tendencia responde a las tensiones geopolíticas y a la insuficiencia en el suministro global, factores que se ampliarán detalladamente en la siguiente entrega.
- Tras un 2025 caracterizado por un exceso de oferta promedio de 2,21 MBPD, **el mercado registró un déficit de 4,7 MBPD en marzo de 2026** debido a la mayor complejidad geopolítica. Se prevé que esta condición deficitaria se extienda hasta julio de 2026, con un retorno proyectado al superávit a partir de agosto; no obstante, la volatilidad del entorno internacional exige cautela, ya que el periodo para alcanzar la estabilidad operativa podría prolongarse más allá de las estimaciones actuales de la EIA.
- Mientras la economía colombiana se expandió un 2,6% en 2025, **el sector de hidrocarburos se contrajo un 3,1%**. Este desempeño fue impulsado por un retroceso en las actividades de **extracción de petróleo y de gas natural, -4,3%**, y por las actividades de refinación -0,3% en 2025.
- **La participación del sector en el PIB nacional cayó al 3,5% en 2025**, evidenciando un deterioro estructural en el segmento de extracción, que ha reducido su relevancia a la mitad desde 2013 (del 4,5% al 2,4%).
- **En 2025, la IED total en Colombia se redujo un 16,2% (\$11.469 MUSD)**, caída explicada por los sectores no petroleros; en contraste, la inversión hacia el **sector petrolero creció un 20,9%** (\$2.498 MUSD). No obstante, la inversión sectorial permanece un 54,2% por debajo de su máximo histórico y sigue siendo inferior al promedio de los últimos años.
- **En cuanto a la actividad de taladros, durante el segundo semestre de 2025 el promedio fue de 111 equipos activos**, lo que representa una variación de +5,7% frente al mismo periodo de 2024. A nivel anual, el promedio se ubicó en 110 equipos (+3,3% frente a 2024), y para el primer trimestre de 2026 continuó recuperándose hasta los 113 taladros (+6,3%). En el primer trimestre de 2026, el promedio de equipos activos ascendió a 113 taladros, lo que representa un incremento de +6,3% (+7 equipos) frente al mismo promedio de 2025.
- **En producción, el petróleo fiscalizado durante el segundo semestre de 2025 promedió 746,0 KBPD**, una disminución del 3,8% frente al mismo periodo de 2024. En el total del año 2025, la producción se ubicó en 746,5 KBPD (-3,4% frente a 2024) y en el primer bimestre de 2026 promedió 741,0 KBPD (-2,9%).
- **En cuanto al gas natural, durante el segundo semestre de 2025 la disponibilidad promedio de gas comercializado fue de 948,5 MPCD (-17,5%)**, alcanzando en el balance anual los 964,5 MPCD (-17,8%) con una participación de importaciones del 17,6%. Entre enero y febrero de 2026, la disponibilidad registró 872,2 MPCD (-11,3%), elevando el gas importado a un 21,0%
- En materia de perforación, **durante 2025 se perforaron 45 pozos exploratorios. En el mismo periodo se registraron 463 pozos de desarrollo**. Para el primer bimestre de 2026 se reportaron 5 pozos exploratorios y 72 pozos de desarrollo

Conclusiones

- América Latina atraviesa una reconfiguración energética en la que Venezuela comienza a recuperar un rol estratégico fundamental. **El país cuenta con 303.221 millones de barriles en reservas probadas de petróleo, las mayores del mundo, equivalentes a cerca del 17% del total global (más de 149 veces las reservas de Colombia)**
- **Entre enero y febrero de 2026, su producción promedió 863 KBPD**, y apalancada por los ajustes recientes a la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la flexibilización mediante licencias internacionales, se proyecta que supere el millón de barriles diarios en el corto plazo y alcance hasta 1,5 MBPD hacia 2028.
- **Frente a este escenario de reactivación, CAMPETROL lideró una misión empresarial a Venezuela** con cerca de 42 empresas de bienes y servicios, participando en el evento “Venezuela Energética 2026”.
- **El objetivo central fue identificar oportunidades y desarrollar nuevos espacios de relacionamiento**, ya que la recuperación de la capacidad productiva e infraestructura venezolana representa una gran oportunidad para exportar la experiencia operativa, ingeniería y soluciones técnicas de las compañías colombianas.
- Los resultados de la encuesta del cuarto trimestre de 2025 reflejan un panorama de cautela, **pues el 45% de las empresas de Bienes y Servicios (B&S) del sector O&G&E reportó no percibir una mejoría en su situación económica**
- De hecho, para **el 50% de las compañías el valor económico de los contratos fue menor** respecto al mismo trimestre del año anterior.
- En consecuencia, el **73% de las empresas consultadas percibió que la situación general del sector petrolero es inferior** a la registrada en el mismo periodo del año previo, evidenciando un incremento en el escepticismo de cara a los próximos meses
- A pesar de los retos, la industria de hidrocarburos sigue siendo una fuente de financiamiento para las finanzas públicas y el desarrollo de las regiones. Durante 2025, **las regalías causadas por la explotación de hidrocarburos ascendieron a \$8,5 billones de pesos**, registrando un incremento del 5,1% frente a 2024
- Departamentos como **Meta, Casanare, Santander, Arauca y Huila concentraron el 83,0%** de estos aportes, recursos que se distribuyen mediante el Sistema General de Regalías para asegurar inversiones en infraestructura, educación, salud y el progreso equitativo de los territorios



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

Torneo invitacional de **Golf** | **Petróleo, Gas y Energía** **2026**

CON UN PROPÓSITO **SOSTENIBLE**



Save the Date *Exclusivo para jugadores federados

JUEVES
30 JULIO
2026
6:00 A.M.

CLUB LOS LAGARTOS
Campo: David Gutiérrez
Calle 116#72A-80, Bogotá

Gracias a los **Aportes Voluntarios**

8 viviendas construidas en Barrancabermeja y Cantagallo.

388 kits escolares entregados en Barrancabermeja.

2 escuelas embellecidas impactando a 350 estudiantes.

Apoya:



Organiza:



Mayor información:



Ricardo Barbosa

Coordinador de Mercadeo y Eventos

(+57) 310 297 2386

eventos@campetrol.org

¡Muchas gracias a nuestros patrocinadores!



Alkhorayef™

audubon



Baker Hughes 

 DELRIO S.A.S.



HALLIBURTON


MAGNEX

PCM
keep it moving




POINTER
INSTRUMENT SERVICES SAS

RODATECH
Soluciones Eficientes

 PUFFER

 OBERON TSI

 slb



 Tenaris

 TIC
TUBODRILLING
INSPECTION COMPANY


wesco | anixter



CAMPETROL

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



CAMPETROL

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

Abril de 2026

Balance **PETROLERO**

Segundo 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