

Refinería de Cartagena
Fotografía de Ecopetrol



Estación Sutamarchán
Fotografía de Cenit



Chipirón, Caño Limón
Fotografía de SierraCol



Octubre de 2026

Balance **PETROLERO**

Primer semestre de 2026

SOMOS CAMPETROL

Más de 200 afiliados





SOMOS CAMPETROL

Más de 200 afiliados



MORKEN GROUP	MULTINSA	NABORS	NETZSCH	NEW ENERGY	NOV	NOVATEC FLUID SYSTEM S.A.S.	NXL TECHNOLOGIES
ÓBERON TSI	OCTAVE	OMIA	PacificRe CORPORACIÓN DE REASEGUROS, S.A.	Parko Services Serving the energy producers	PEMARS	PBI	PCM keep it moving
PECOM	PEGSA	PETROCO	PETROWORKS	POINTER INSTRUMENT SERVICES SAS	PROINTEC ASOCIADOS Contribuyendo Futuro S.A.S.	P.O.S Petróleo y Servicios	PowerGroup 25
POWER NOVA	PSC energy	PSL SAS PETROLEUM SERVICES LOGISTIC	PetroleumGulfServices	P.A. COLOMBIA	ProMinent®	PROVETECMAR Estrategia sobre Petróleo y Gas	PROYMEC
PUFFER	PWES Produced Water EcoServices	QMAX	ontrol	INGENIERÍA E INNOVACIÓN	QuímicaCMV GROUP	ramida Sólids control S.A.S.	RELIANZ INDUSTRIAL SOLUTIONS
RESITER Economía Circular	RHEMA INTERNACIONAL	RID INSTRUMENTACIÓN CALIBRACIÓN, MANTENIMIENTO Y SERVICIOS ESPECIALIZADOS	RODATECH Soluciones de Fluidos	SANY	Life Is On Schneider Electric	SDV energía e infraestructura, S.L.	SDT INGENIERÍA
Securitas	SERINCO DRILLING S.A.	SETIP INGENIERÍA S.A.	SGF Global	KERUI SHANDONG KERUI PETROLEUM EQUIPMENT	Sierra Alta SOLUCIONES EN PETRÓLEO Y GAS	SIEMENS	Sis Suministros Industriales y Servicios
SITCA	SKANHAWK	SKF	SKID EXPERTS Process Solutions	SLACOL Una compañía del BCP	slb	SmartStar Oil & Gas Service Company	SOLUCIONES PETROLERAS
soluxionar	S.O.S. Contingencias	STAR Bibbald Ecuador S.A.S. "LOW PRESSURE HYDRAULIC CHILLER/HEATER"	STEWART STEVENSON	STRATUM RESERVOIR	SUNN OIL BY-PRODUCT SOLUTIONS	SUPPLY CHAIN & LOGISTICS SOLUCIONES EN LOGÍSTICA Y SUMINISTROS	SYS INGENIERÍA Y SERVICIOS SAS
TACKER solutions	TASSAROLI CORPORACIÓN TASSAROLI	TECHINT Ingeniería y Construcción	T.EN TECHNIP ENERGIES	TechnipFMC	Technodrive S.A.S.	Tenaris	Termotécnica Colindustrial ethuss
TECH OIL LAB	TFS Turbine Field Solutions	TIGER RENTALS	TOP DRILLING COMPANY	tpf INGENIERÍA	TRATECNI Soluciones Técnicas y Asesorías	TP Petróleo y Servicios S.A.	TRIOL
TRUST Gestión Estratégica de Riesgos	TIC TUBODRILLING TUBO DRILLING TUBO DRILLING COMPANY	UNICO	UPSISTEMAS	Varichem GROUP	VARISUR S.A.S. SOLUCIONES TRANSPORTES PARA LA INDUSTRIA COLABORANDO PARA EL FUTURO	VATOOLS	Velocity Petróleo y Servicios
VEOLIA	VLF MONTAJES ELECTRICIDAD	VECAH	VQ INGENIERÍA	Weatherford	VCI Viel Control Internacional	Weg	Wellbore Integrity SOLUTIONS
wesco anixter	worley	Y&V					



Presidente ejecutivo

Nelson Castañeda Barbour

Dirección

Andrés Sánchez Quintero

Director de Asuntos Económicos y Comerciales

Análisis técnico y económico

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*

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

Javier Mejía Mangones – *Consultor económico*

Diseño editorial

Jorge Morad Acero - *Diseñador de Producto e Imagen*

Fotografías y visuales

Gráficas: CAMPETROL, excepto las tomadas de terceros, que llevan su fuente en la misma página (CREE–RGL Consultor EU, EIA y Ecopetrol).

Fotografías: Cenit, Ecopetrol, Halliburton, Innergy, SierraCol, Tenaris y USGS (Doug Duncan, dominio público).

Diagramas y mapas: Alberta Energy Regulator (AER), ANH y Ecopetrol. Algunas ilustraciones se crearon con inteligencia artificial a partir de información de la ANH, la Resolución 40185 de 2020 y el Departamento de Energía de EE. UU.

Agradecemos a Arteaga LATAM por los datos económicos del Monitor de Desarrollo Territorial del capítulo de Perfiles departamentales.

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:

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.

Descargo de responsabilidad

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 en 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

- Precios de referencia: Brent y Henry Hub
- Balance petrolero mundial
- Análisis de taladros global

Capítulo 2: Contexto económico nacional

- Crecimiento económico de la industria O&G
- Exportaciones e inversión extranjera directa (IED)
- Regalías generadas por el sector de hidrocarburos

Capítulo 3: Industria nacional de O&G&E

- Actividad exploratoria, sísmica y de desarrollo
- Producción y reservas de petróleo
- Gas natural: oferta, demanda y reservas
- Actividad de taladros
- Refinación y segmento midstream

Capítulo 4: Pilares y habilitadores para el crecimiento del sector

- Los pilares para el crecimiento del sector
- Cuatro pilares: campos existentes, gas, YNC y exploración
- Cuatro habilitadores: ambiental, seguridad, competitividad y gobernabilidad
- Nota de interés # 1: El RIGI argentino y la estabilidad a largo plazo

Capítulo 5: Yacimientos no convencionales

- Conceptos: YNC, fracturamiento hidráulico y FH-PH
- Operación: agua, monitoreo sísmico y huella superficial
- Experiencia internacional: EE. UU. y Argentina
- Potencial, PPII y marco normativo en Colombia

Capítulo 6: Modelo de autosuficiencia – El futuro de los hidrocarburos

- Un modelo de seis gremios sobre el futuro del sector
- Producción de crudo y gas natural por escenario
- Soberanía energética y aporte fiscal
- Valor agregado, empleo y actividad de taladros

Capítulo 7: Industria eléctrica nacional

- Generación, demanda y transacciones de energía
- Notas de interés # 2 y # 3: sismo del 10 de agosto y Plan Energía YA

Capítulo 8: Industria Oil & Gas en Venezuela

- Apertura, reglas de juego y acuerdos de 2026
- Implicaciones para las empresas colombianas

Capítulo 9: Perfiles departamentales

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

Capítulo 10: Principales mensajes

- Principales mensajes y conclusiones

Un nuevo ciclo para los hidrocarburos en Colombia

Colombia tiene la oportunidad de incrementar su producción de hidrocarburos y avanzar hacia una mayor seguridad y autosuficiencia energética aprovechando el potencial de sus recursos y la infraestructura existente por medio de nuevas oportunidades de inversión en el sector. Entre enero y agosto de 2026, la producción fiscalizada de petróleo alcanzó un promedio de 731,2 KBPD, mientras la producción comercializada de gas se ubicó en 704,2 MPCD. Al cierre de 2025, el país contaba con reservas probadas de 2.020 Mbl de petróleo y 1.717 Gpc de gas, que representan una base de recursos sobre la cual impulsar nuevas inversiones, optimizar la producción de los campos existentes y desarrollar proyectos que contribuyan a garantizar el abastecimiento energético nacional.

Colombia tiene una oportunidad concreta para transformar su potencial energético en nuevas reservas, producción y actividad económica. Los yacimientos no convencionales representan una de las principales oportunidades para ampliar la base de recursos del país: se estiman recursos prospectivos recuperables de 8.234 Mbl de petróleo y 167 TCF de gas, equivalentes a cerca de 4 y 97 veces, respectivamente, las reservas probadas registradas en 2025.

La experiencia internacional demuestra que los recursos de yacimientos no convencionales pueden transformar la estructura energética y económica de un país. Estados Unidos alcanzó en 2025 una producción récord de 13,7 MBL. Argentina, por su parte, ha convertido a Vaca Muerta en el principal desarrollo no convencional fuera de Norteamérica: en julio de 2026, los yacimientos no convencionales representaron el 71% del crudo producido en el país, con 693 KBPD. El desarrollo de Vaca Muerta también ha fortalecido el tejido empresarial de Neuquén, donde más de 1.000 PyMEs cuentan con certificación como proveedores neuquinos, lo que facilita su vinculación comercial y amplía sus oportunidades de contratación dentro de la cadena de valor hidrocarburífera.

Estos casos muestran que desarrollar recursos de yacimientos no convencionales significa construir cadenas de valor, generar empleo, desarrollar proveedores, atraer inversión y crear capacidades tecnológicas alrededor de la industria.

Para Colombia, esta oportunidad representa una vía para fortalecer las reservas y la producción de hidrocarburos, dinamizar las economías regionales, consolidar los encadenamientos productivos y generar empleo, inversión e ingresos fiscales para la Nación.

En este contexto, **CAMPETROL propone cuatro pilares estratégicos:** aumentar la producción de los campos existentes, desarrollar el potencial de gas natural costa afuera y en tierra, materializar el potencial de los yacimientos no convencionales y reactivar la actividad exploratoria.

Su desarrollo requiere cuatro habilitadores fundamentales: condiciones ambientales ágiles y predecibles, con procesos eficientes de licenciamiento ambiental y consulta previa; seguridad física, laboral y social; estabilidad jurídica y fiscal; y una institucionalidad coordinada, eficiente y estable. Estos elementos permitirán atraer inversión y contribuir al cierre de brechas sociales y territoriales.

El contexto energético regional también abre nuevas oportunidades para Colombia. La reactivación de la industria de hidrocarburos en mercados como Venezuela podría ampliar las oportunidades de participación de las empresas colombianas operadoras, de bienes y servicios, aprovechando sus capacidades en ingeniería, mantenimiento, servicios a pozo, logística, infraestructura y gestión de activos.

Desde CAMPETROL seguiremos promoviendo una agenda que impulse el desarrollo del sector, fortalezca la industria nacional y contribuya a la soberanía energética, la generación de ingresos fiscales y el posicionamiento de Colombia como un actor competitivo en el panorama energético regional.



NELSON A. CASTAÑEDA BARBOUR
Presidente Ejecutivo
CAMPETROL



IX Cumbre del
**Petróleo, Gas
y Energía**

DECISIONES PARA CRECER,
ENERGÍA PARA AVANZAR

Tu inscripción **te abre las puertas a toda la cumbre.**

Una sola participación te da acceso a:

- **CONVERSACIONES**
Agenda Académica y Agendas Técnicas
- **ENCUENTROS**
Rueda de Negocios y Cóctel de Instalación
- **INNOVACIÓN**
Feria Empresarial
- **CONEXIONES**
Espacios para compartir y generar relaciones
- **EXPERIENCIA DIGITAL**
App oficial del Evento

Todo esto hace parte de tu experiencia en la
IX Cumbre del Petróleo, Gas y Energía.

Inscríbete y abre la puerta a todo
lo que **la Cumbre tiene para ofrecer.**



4-5-6
NOV 20
26
Centro de Convenciones
Cartagena de Indias

Más información en: cumbrepetroleoygas.com



IX Cumbre del
**Petróleo, Gas
y Energía**

DECISIONES PARA CRECER,
ENERGÍA PARA AVANZAR

Más que una Cumbre, **un ecosistema de oportunidades**



Agenda
Académica



Agenda
Midstream



Agenda de
Exploración



Agenda de
producción



Networking estratégico

Un espacio donde las ideas se convierten en alianzas,
las conversaciones en oportunidades y la visión en acción.

La cita obligada para quienes están construyendo
el futuro energético de Colombia.

Organizan



Más información en: cumbrepetroleoygas.com



Buque petrolero New Aden
Fotografía de Ecopetrol

Capítulo 1

Contexto internacional

Precio de referencia Brent

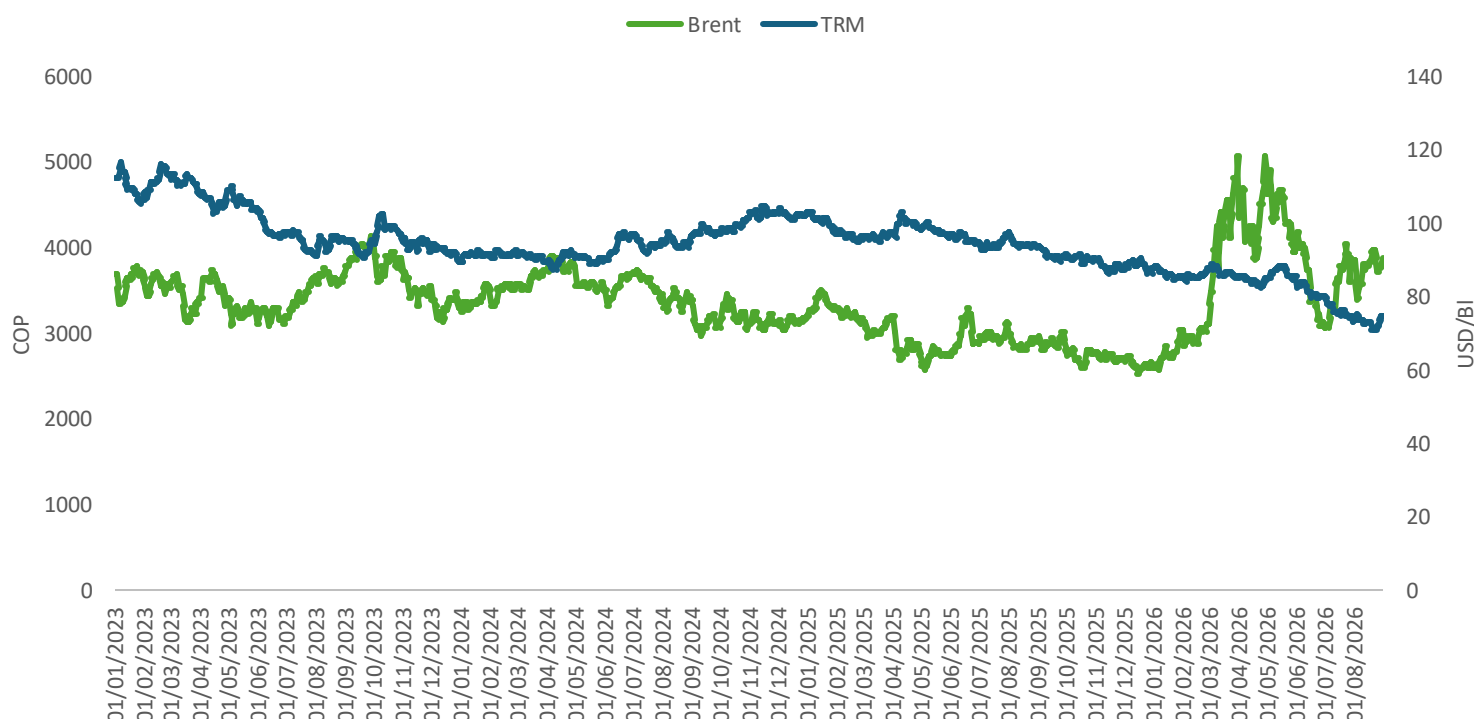
Durante el primer semestre de 2026, el precio del Brent promedió \$91,7 USD/Bl, un aumento de \$19,8 USD/Bl (+27,6%) frente al mismo periodo de 2025 (\$71,9 USD/Bl) y de \$25,4 USD/Bl (+38,4%) frente al segundo semestre de 2025 (\$66,3 USD/Bl).

El semestre tuvo dos fases. En enero y febrero el precio se mantuvo en niveles cercanos a los del cierre de 2025 (\$66,6 y \$70,9 USD/Bl). A partir de marzo el promedio mensual subió a \$103,1 USD/Bl y alcanzó su máximo en abril, con \$117,3 USD/Bl, 76,1% por encima de enero. Este comportamiento coincide con la reducción de la oferta mundial que se describe en la siguiente sección y con las disrupciones en el suministro de Medio Oriente. En junio el precio bajó a \$85,4 USD/Bl (-20,3% frente a mayo).

Con el último dato disponible, en agosto de 2026 el Brent promedió \$91,1 USD/Bl, 8,7% más que en julio (\$83,8 USD/Bl) y 34,2% por encima de agosto de 2025 (\$67,9 USD/Bl). Entre enero y agosto el promedio fue de \$90,7 USD/Bl, frente a \$71,3 USD/Bl en igual periodo de 2025 (+27,2%).

La TRM mantuvo una tendencia de apreciación del peso. En el primer semestre promedió \$3.655,50 COP/USD, 12,9% menos que en el mismo periodo de 2025 (\$4.196,15 COP/USD). En agosto el promedio fue de \$3.130,87 COP/USD, el nivel mensual más bajo desde marzo de 2019. El 22 de agosto la TRM se ubicó en \$3.048,12 COP/USD, el registro diario más bajo desde octubre de 2018.

Comportamiento histórico TRM y Brent



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

Balance petrolero mundial

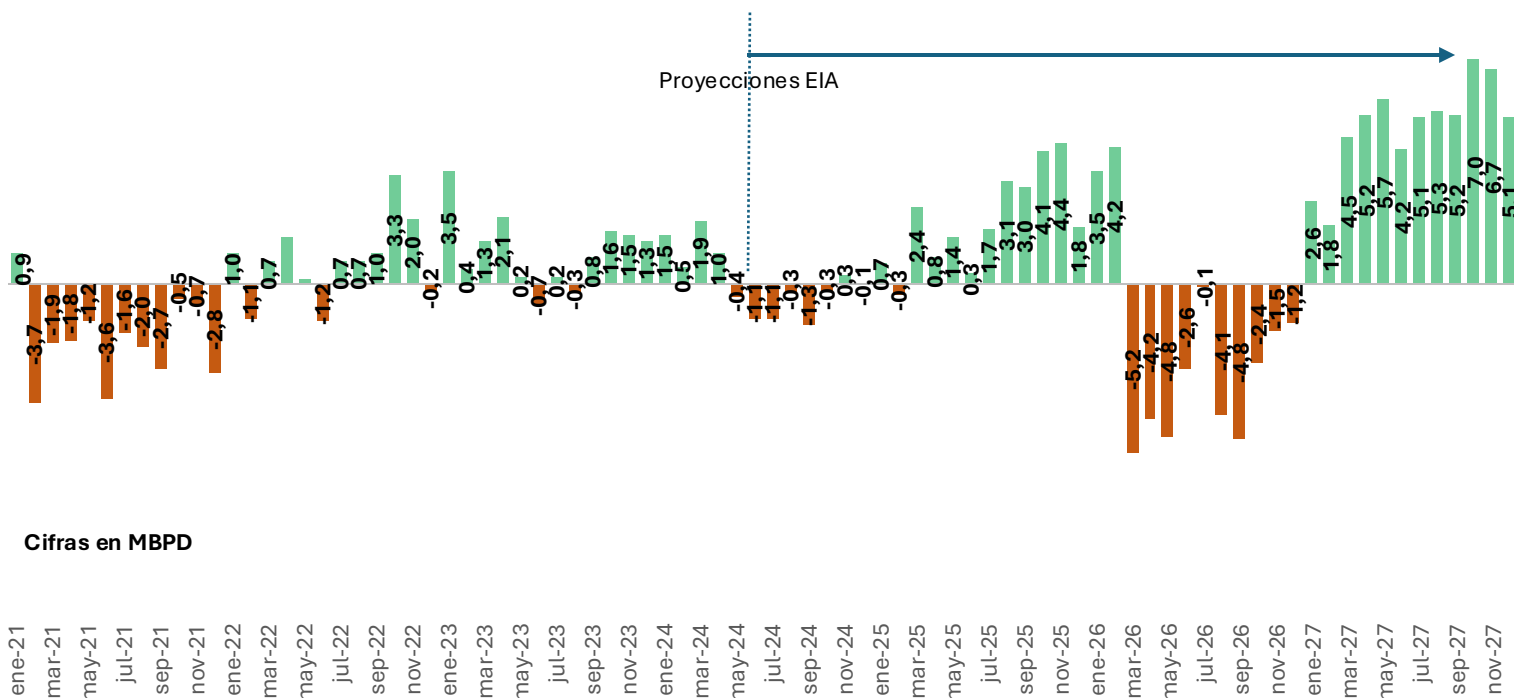
De acuerdo con la EIA (Short-Term Energy Outlook, septiembre de 2026), durante el primer semestre de 2026 el balance entre producción y consumo mundial de combustibles líquidos promedió un déficit de 1,5 MBPD, frente a un superávit de 0,9 MBPD en el mismo periodo de 2025. La producción promedió 100,1 MBPD, 4,2 MBPD menos que un año atrás (-4,0%), mientras el consumo se ubicó en 101,7 MBPD (-1,8 MBPD; -1,7%).

El semestre tuvo dos fases. En enero y febrero se mantuvo el excedente de oferta (3,5 y 4,2 MBPD). Desde marzo el balance pasó a terreno negativo: -5,2 MBPD en marzo, -4,2 en abril, -4,8 en mayo y -2,6 en junio. El cambio provino principalmente de la oferta: la producción mundial pasó de 108,7 MBPD en febrero a 94,4 MBPD en mayo (-14,3 MBPD; -13,2%), mientras el consumo bajó de 104,5 a 99,2 MBPD (-5,3 MBPD; -5,1%). Los meses de déficit coinciden con los precios más altos del Brent descritos en la sección anterior, que entre marzo y mayo superaron los \$100 USD/BL.

En julio el balance se acercó al equilibrio (-0,1 MBPD). En agosto, último dato observado, volvió a un déficit de 4,1 MBPD, con una producción de 99,6 MBPD, todavía 9,1 MBPD por debajo del nivel de febrero, y un consumo de 103,7 MBPD.

La EIA proyecta que el déficit se mantendrá durante el resto de 2026 (-4,8 MBPD en septiembre y -1,2 MBPD en diciembre) y que el mercado retornará a un excedente de oferta desde enero de 2027 (+2,6 MBPD). Para 2027 estima un superávit promedio de 4,9 MBPD, sustentado en la recuperación de la producción, que promediaría 109,9 MBPD (por encima del nivel de febrero de 2026), frente a un consumo de 105,0 MBPD. Estas proyecciones se actualizan cada mes: como referencia, el déficit de marzo publicado en la edición anterior de este informe (-4,7 MBPD) fue revisado a -5,2 MBPD.

Balance petrolero mensual



Cifras en MBPD

Fuente: [EIA](#), cálculos CAMPETROL.

Precio de referencia Henry Hub

En 2025, el precio spot del gas natural Henry Hub promedió \$3,7 USD/MPC, 60,8% más que en 2024 (\$2,3 USD/MPC), y cerró el año en \$4,4 USD/MPC en diciembre.

En el primer semestre de 2026 el precio promedió \$4,0 USD/MPC, 5,7% más que en el mismo periodo de 2025 (\$3,8 USD/MPC). Ese promedio estuvo determinado por enero, cuando el precio llegó a \$8,0 USD/MPC, el valor mensual más alto desde septiembre de 2022. Por trimestres, el primero promedió \$5,0 USD/MPC (+15,8% anual) y el segundo bajó a \$3,1 USD/MPC, 7,3% por debajo del segundo trimestre de 2025 (\$3,3 USD/MPC).

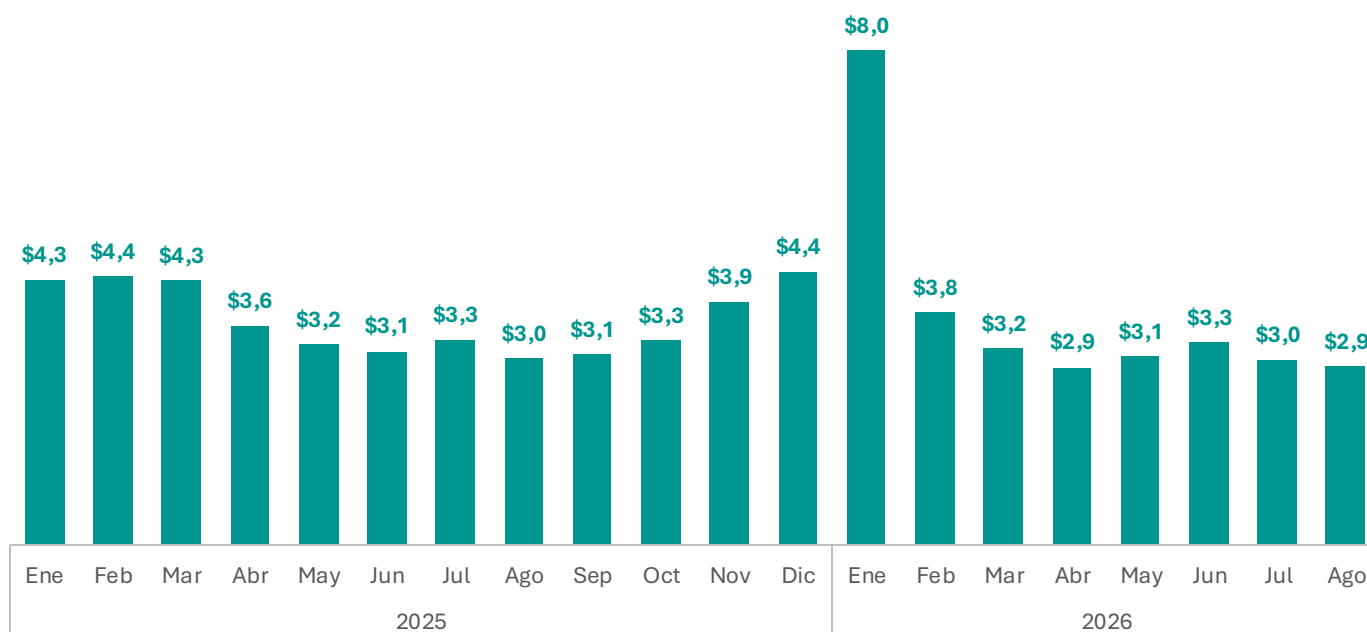
Sin enero, entre febrero y junio el precio promedió \$3,2 USD/MPC, 13,0% menos que en igual lapso de 2025 (\$3,7 USD/MPC). Entre abril y agosto se movió entre \$2,9 y \$3,3 USD/MPC, un nivel 21,7% inferior al promedio de esos mismos meses entre 2021 y 2025

(\$3,9 USD/MPC). En agosto de 2026, último dato disponible, el Henry Hub se ubicó en \$2,9 USD/MPC, 3,8% menos que en julio (\$3,0 USD/MPC) y 4,5% menos que en agosto de 2025 (\$3,0 USD/MPC). Entre enero y agosto el promedio fue de \$3,8 USD/MPC, frente a \$3,7 USD/MPC en igual periodo de 2025 (+2,9%).

A diferencia del Brent, el Henry Hub no registró un aumento durante el choque de oferta. Entre marzo y mayo, cuando el Brent promedió \$109,2 USD/BL, el Henry Hub se ubicó en promedio en \$3,0 USD/MPC, por debajo de los \$3,8 USD/MPC de febrero. En términos relativos, el gas en Estados Unidos se abarató frente al petróleo: en agosto, el precio de un barril de Brent equivalía a 31,5 veces el precio de mil pies cúbicos de gas Henry Hub, frente a 22,5 veces en agosto de 2025.

Precio Henry Hub 2025

USD/Miles pies cúbicos (MPC)



Fuente: EIA, IEA, cálculos CAMPETROL.

Análisis de taladros global

Durante el primer semestre de 2026, la actividad global de taladros promedió 1.795 equipos, según Baker Hughes, lo que representó una disminución del 2,4% (-45 equipos) frente al mismo periodo de 2025 (1.840 equipos) y un nivel similar al del segundo semestre de 2025 (1.798 equipos; -0,2%; -3 equipos). El menor registro mensual del semestre se presentó en abril, con 1.715 equipos, mientras que el máximo se alcanzó en febrero, con 1.885. Este comportamiento se presentó en un contexto de precios más altos, con un Brent promedio de \$91,7 USD/Bl durante el semestre, un incremento del 27,6% (+\$19,8 USD/Bl) frente al primer semestre de 2025, según la EIA.

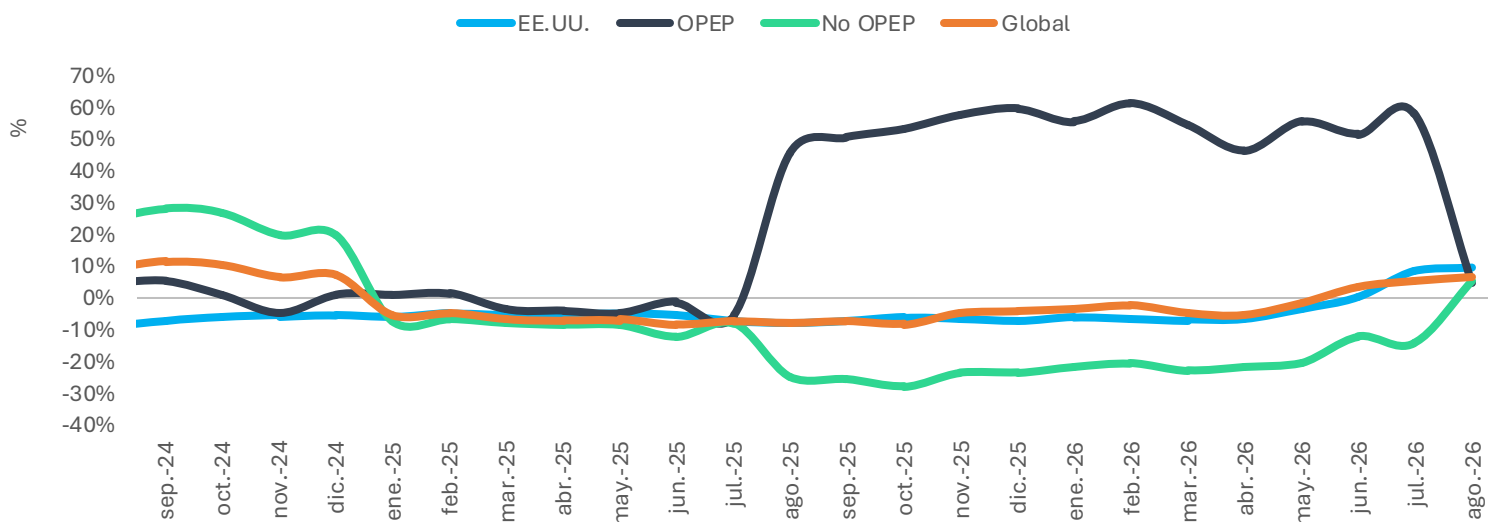
Por regiones, Estados Unidos promedió 550 taladros durante el primer semestre de 2026, lo que representó una disminución del 5,1% (-30 equipos) frente al mismo periodo de 2025 (580 equipos) y un incremento del 1,1% (+6 equipos) respecto al segundo semestre de 2025 (544 equipos). En el mismo periodo, los países de la OPEP promediaron 495 equipos, mientras que el grupo No OPEP registró 750 equipos, con participaciones del 27,6% y 41,8% en la actividad global, respectivamente, frente al 30,6% correspondiente a Estados Unidos.

En el acumulado de enero a agosto de 2026, el promedio global fue de 1.819 equipos, un 0,4% (-8 equipos) por debajo del mismo periodo de 2025 (1.827 equipos) y en línea con el promedio anual de 2025 (1.819 equipos). En agosto de 2026, último dato disponible, se registraron 1.907 taladros activos, el mayor nivel mensual desde febrero de 2025, con incrementos del 1,5% (+28 equipos) frente a julio de 2026 (1.879 equipos) y del 6,3% (+114 equipos) frente a agosto de 2025 (1.793 equipos).

La recuperación observada en julio y agosto se concentró principalmente en Estados Unidos y el grupo No OPEP. Estados Unidos pasó de 554 equipos en junio a 589 en agosto (+35), mientras que el grupo No OPEP aumentó de 771 a 814 equipos (+43). Por su parte, la OPEP registró un crecimiento más moderado, al pasar de 497 a 504 equipos (+7).

En términos anuales, el promedio global de taladros en 2025 se ubicó en 1.819 equipos, una disminución del 6,6% (-129 equipos) frente a 2024 (1.948 equipos). En Estados Unidos, la actividad promedio pasó de 599 a 562 equipos, lo que representó una contracción del 6,3% (-38 equipos).

Variación anual del conteo de taladros por región (%)



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

En agosto de 2026, Estados Unidos registró 589 taladros, un incremento del 0,7% (+4 equipos) frente a julio y del 9,5% (+51 equipos) respecto a agosto de 2025 (538 equipos). Asimismo, en el acumulado de enero a agosto, promedió 559 equipos, un 1,8% (-11 equipos) menos que en el mismo periodo de 2025 (570 equipos). Este comportamiento estuvo acompañado de una contracción de 31 taladros (-11,0%) en la cuenca Pérmica y un aumento de 20 equipos (+59,3%) en Haynesville.

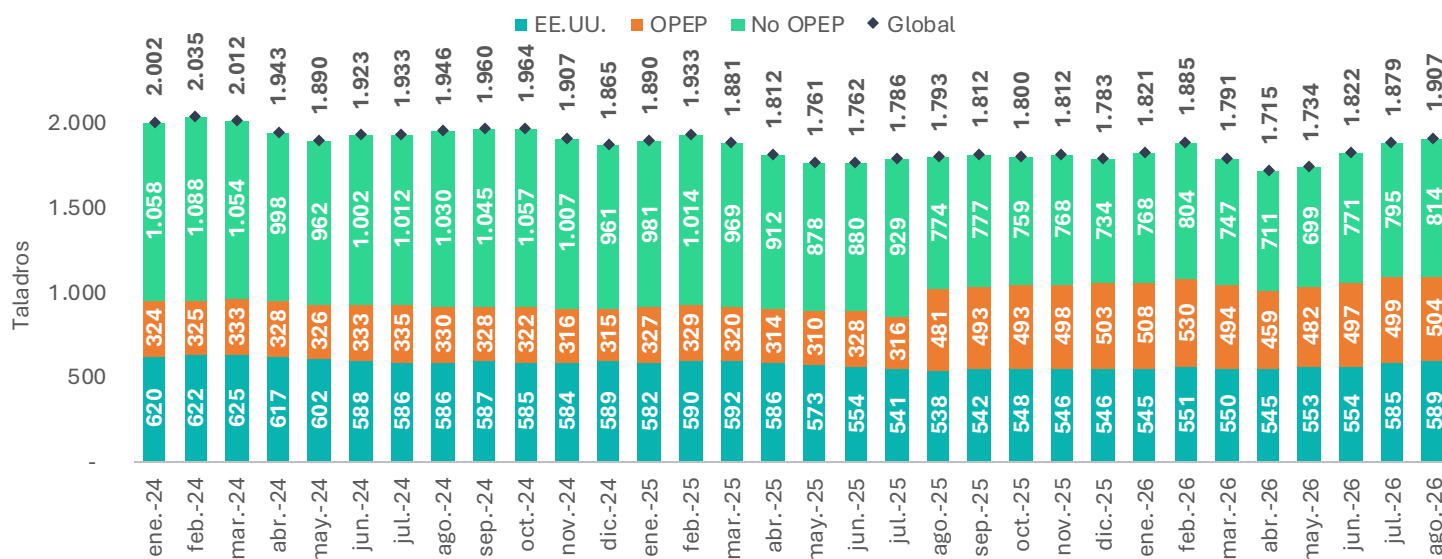
Por su parte, la OPEP registró 504 equipos en agosto, un aumento del 1,0% (+5 equipos) frente a julio y del 4,8% (+23 equipos) respecto a agosto de 2025 (481 equipos). Arabia Saudita presentó el mayor incremento anual, con 42 equipos adicionales (+18%), mientras que Irak registró la mayor reducción, con 46 equipos menos (-74%).

El grupo No OPEP alcanzó 814 equipos, con incrementos del 2,4% (+19 equipos) frente a julio y del 5,2% (+40 equipos) respecto a agosto de 2025 (774 equipos). Este comportamiento se presentó en un contexto de alta volatilidad en el mercado petrolero. Según [Wood Mackenzie](#), las interrupciones del tránsito por el estrecho de Ormuz llegaron a mantener cerca de 11 millones de barriles diarios de producción cerrada en su punto máximo.

Irak, que presentó la mayor reducción anual de taladros entre los países de la OPEP mencionados, llegó a registrar hasta 3 millones de barriles diarios fuera de operación. La misma firma estima que la producción mundial de petróleo disminuiría al menos un 3% en 2026. A pesar de un Brent promedio de \$91 USD/Bl durante el primer semestre y de un flujo de caja adicional estimado en US\$495.000 millones para el sector upstream, los presupuestos de capital prácticamente no han cambiado y la inversión en desarrollo se encamina a una segunda caída leve consecutiva, según [Wood Mackenzie](#).

En Estados Unidos, [Reuters](#) reportó que, a mediados de agosto, el conteo semanal de Baker Hughes alcanzó 593 taladros, el mayor nivel desde marzo de 2025 y 54 equipos (+10%) por encima del registro de un año atrás. Este comportamiento se presentó en un contexto en el que la EIA proyecta que la producción estadounidense de crudo supere los 14 millones de barriles diarios en 2026. Por su parte, en abril, [Rystad Energy](#) estimaba que la actividad de perforación en el país podría aumentar entre 30 y 40 taladros y entre 8 y 12 flotas de fracturamiento antes de finalizar el año, si el precio se mantenía entre \$85 y \$90 USD/Bl. Entre abril y agosto, el promedio mensual de taladros en Estados Unidos pasó de 545 a 589 equipos, un incremento de 44 equipos.

Conteo mensual de taladros por región (N° de equipos)



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



Monoboya, Coveñas
Fotografía de Ecopetrol

Capítulo 2

Contexto económico nacional

Crecimiento económico de la industria O&G

En el primer trimestre de 2026 la economía colombiana creció 2,4% anual, y en el segundo trimestre 3,4%. El sector de hidrocarburos (extracción de petróleo crudo y gas natural más refinación) creció 0,3% en el primer trimestre, su primera variación positiva después de ocho trimestres de caídas, y se contrajo 0,4% en el segundo.

En el segundo trimestre, la extracción cayó 2,5% anual y sumó ocho trimestres consecutivos en terreno negativo. La refinación creció 4,3% y completó cuatro trimestres seguidos de crecimiento. Frente al primer trimestre de 2026, la extracción se redujo 2,9% y la refinación 0,5%.

En el acumulado del primer semestre, el PIB creció 2,9% frente al mismo periodo de 2025. El sector de hidrocarburos se mantuvo en niveles similares a los de un año atrás (0,0%), después de la caída de 5,5% registrada en el primer semestre de 2025. Por componentes, la extracción se redujo 2,7% y la refinación creció 5,9%.

En producción, entre enero y agosto de 2026 el petróleo fiscalizado promedió 731,2 KBPD, 2,2%

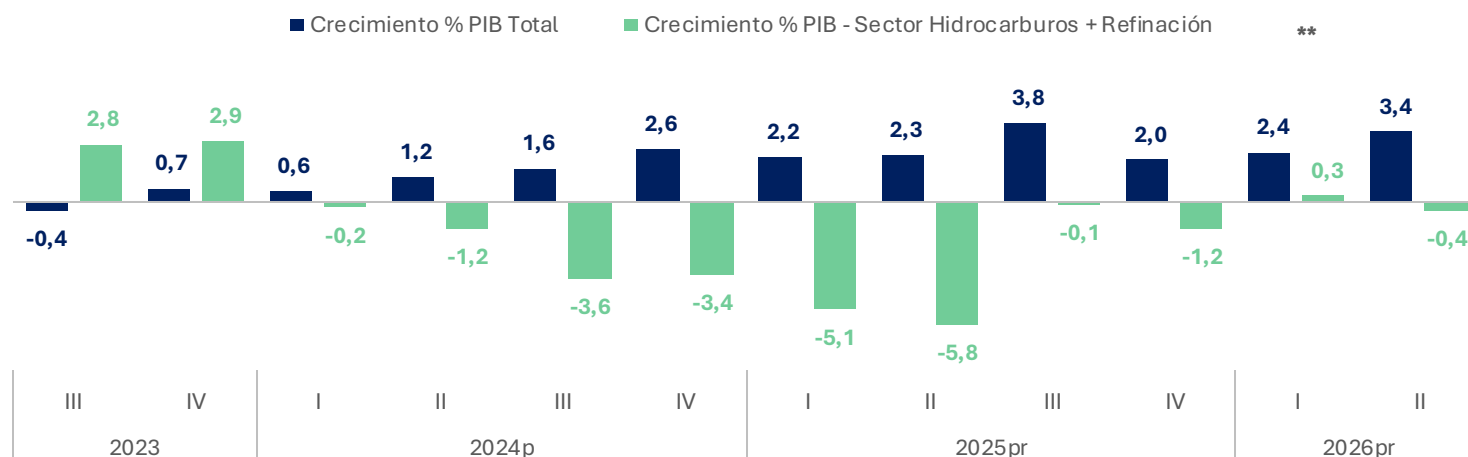
menos que en igual periodo de 2025 (-16,1 KBPD). El gas comercializado se ubicó en 704,2 MPCD (-12,8%; -103,7 MPCD). En el mismo periodo el Brent promedió \$90,7 USD/Bl, 27,2% más que un año atrás: el aumento de los precios coincidió con menores volúmenes de producción.

El crecimiento de la economía en el semestre estuvo impulsado principalmente por tres actividades:

- Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria; educación y salud: creció 7,8% y aportó 1,2 puntos porcentuales (p.p.) a la variación del PIB.
- Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos; transporte y almacenamiento; alojamiento y servicios de comida: creció 2,5% y aportó 0,4 pp.
- Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación y otras actividades de servicios: creció 6,4% y aportó 0,3 pp.

En contraste, la agricultura (-1,6%) y la construcción (-1,3%) restaron cada una 0,1 p.p. al crecimiento.

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.

En el primer semestre de 2026, el sector de hidrocarburos representó el 3,4% del PIB nacional. La extracción de petróleo crudo y gas natural aportó 2,3% y la refinación 1,1%. En 2025 la participación había sido de 3,5% (2,4% y 1,1%, respectivamente), y en 2019, antes de la pandemia, de 4,5%.

Por trimestres, la participación pasó de 3,49% en el segundo trimestre de 2025 a 3,48% en el primero de 2026 y a 3,36% en el segundo, el nivel trimestral más bajo desde 2016. Ese mismo trimestre, el valor agregado de la extracción fue el más bajo desde el cuarto trimestre de 2009 en la serie desestacionalizada del DANE.

La reducción de la participación se concentra en la extracción. Desde 2013, cuando el sector llegó a 5,7% del PIB, la extracción bajó de 4,5% a 2,3%, mientras la refinación se ha mantenido entre 1,0% y 1,2% del PIB desde 2014. En el semestre, los dos componentes se movieron en direcciones opuestas y con magnitudes similares. A precios constantes, la extracción restó \$327 mil millones al valor agregado del sector y la refinación sumó \$323 mil millones, lo que dejó al sector con una variación cercana a cero frente al primer semestre de 2025. En el mismo

periodo de 2025, las caídas de ambos componentes llevaron a que el sector restara 0,2 p.p. al crecimiento del PIB. En 2026 su aporte fue neutro.

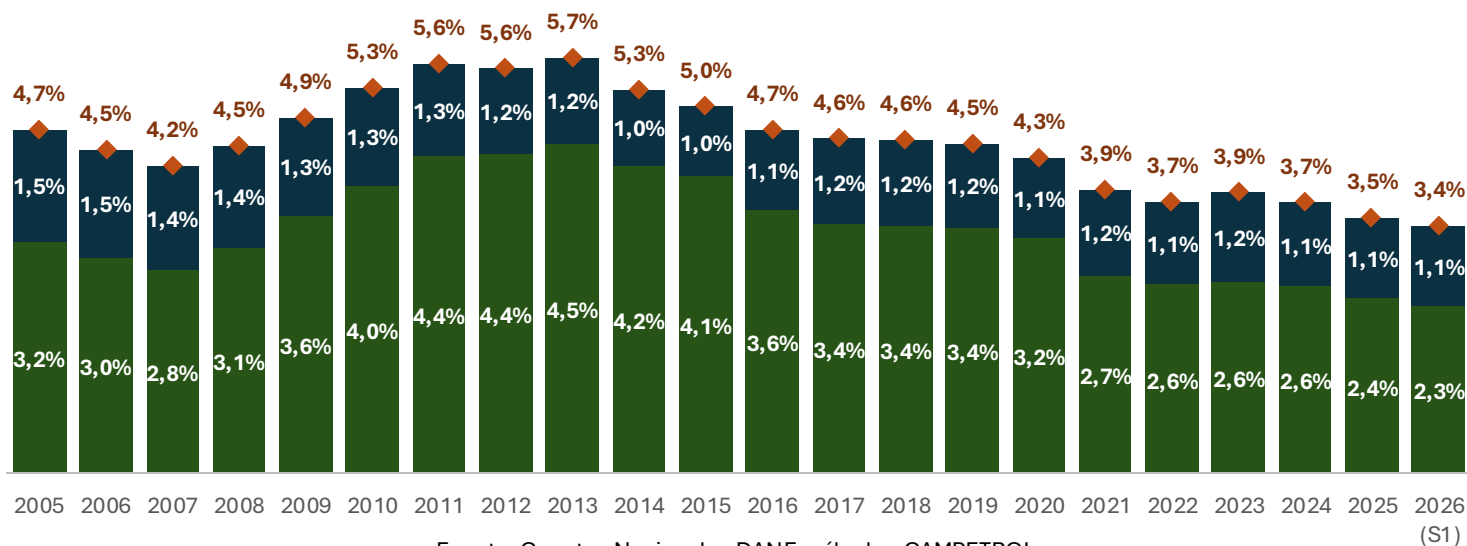
La caída de la participación responde tanto al menor volumen de la extracción como al crecimiento del resto de la economía. Entre 2013 y 2025, el valor agregado de la extracción de petróleo crudo y gas natural, a precios constantes, se redujo 27,7%, mientras el PIB total creció 36,5%. En el mismo lapso la refinación creció 28,5%, a un ritmo cercano al de la economía, lo que explica que su participación se haya mantenido estable.

En la medición por grandes ramas, la explotación de minas y canteras, que además de los hidrocarburos incluye carbón, minerales metalíferos y otras actividades mineras, creció 1,6% en el semestre y aportó menos de 0,1 p.p. al crecimiento del PIB.

Con información más reciente, el Índice de Producción Industrial del DANE registró en julio de 2026 una contracción anual de 2,9% en las actividades de extracción y de 2,4% en las de coquización y refinación.

Participación del sector hidrocarburos en el PIB

■ Participación extracción de petróleo y gas natural ■ Participación coquización y refinación de petróleo ♦ Participación hidrocarburos en el PIB



Fuente: Cuentas Nacionales DANE, cálculos CAMPETROL.

Datos ajustados por efecto estacional y calendario

Exportaciones de petróleo y sus derivados

Durante el primer semestre de 2026, según el DANE, las exportaciones de petróleo y sus derivados sumaron \$7.743 MUSD FOB, 19,3% más que en el mismo periodo de 2025 (+\$1.254 MUSD). Las exportaciones totales del país alcanzaron \$27.798 MUSD (+14,0%), con lo que la participación del petróleo y sus derivados pasó de 26,6% a 27,9%.

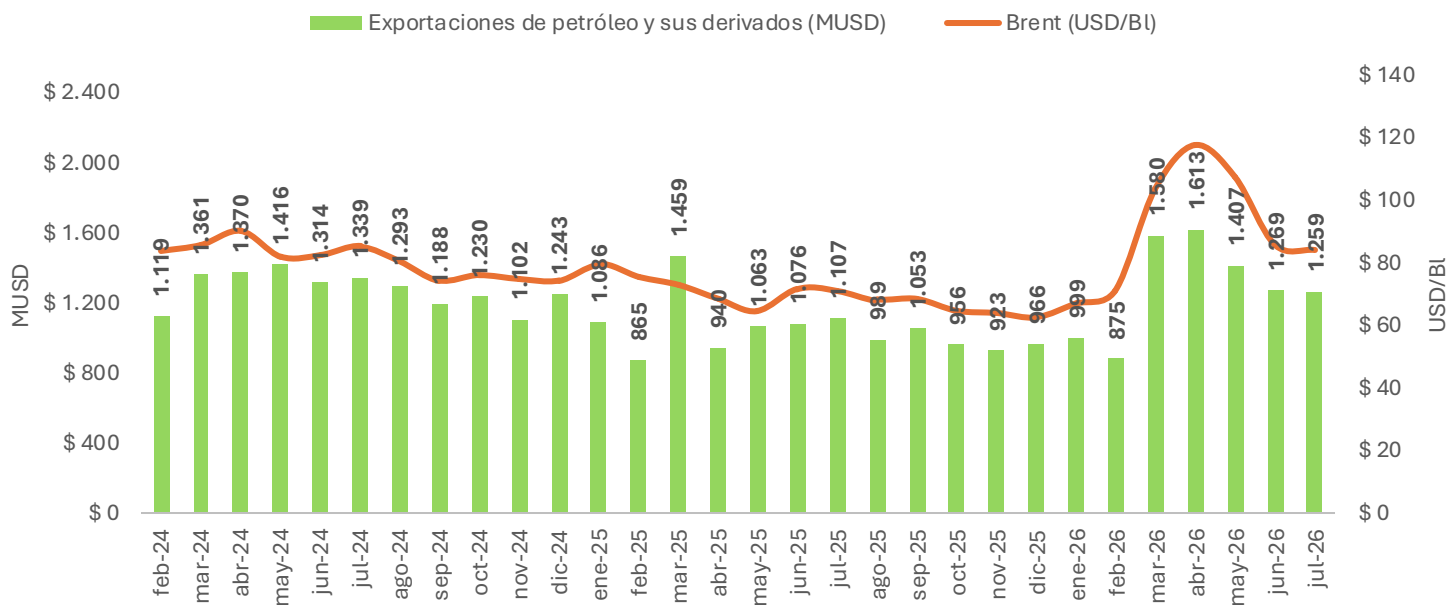
El aumento se concentró en el segundo trimestre. Entre enero y marzo, las ventas externas del sector crecieron 1,3% anual; entre abril y junio crecieron 39,3% y llegaron a \$4.290 MUSD, el mayor valor trimestral desde el tercer trimestre de 2023. En abril se exportaron \$1.613 MUSD, el mayor registro mensual desde julio de 2022. Con el último dato disponible, en julio las exportaciones fueron de \$1.259 MUSD, 13,7% más que en julio de 2025. El acumulado de enero a julio llegó a \$9.002 MUSD (+18,5%).

El mayor valor exportado estuvo asociado a los precios. Entre enero y julio el Brent promedió \$90,6 USD/Bl, 26,2% más que un año atrás, mientras el volumen de crudo exportado promedió 441 KBPD, 2,0% menos (-9 KBPD).

En pesos, el efecto del precio fue menor por la apreciación del peso. En el primer semestre el barril promedió cerca de \$335.300, 11,1% más que un año atrás, frente a un aumento de 27,6% del Brent en dólares, dado que la TRM se redujo 12,9%.

Con este resultado, las exportaciones de petróleo y sus derivados volvieron a superar el valor de las remesas. Entre el segundo y el cuarto trimestre de 2025, las remesas habían sido mayores. En el segundo trimestre de 2026, las exportaciones del sector equivalieron a 1,3 veces las remesas (\$4.290 frente a \$3.330 MUSD).

Exportaciones de petróleo y sus derivados vs. Brent



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

Inversión Extranjera Directa (IED) del sector petrolero

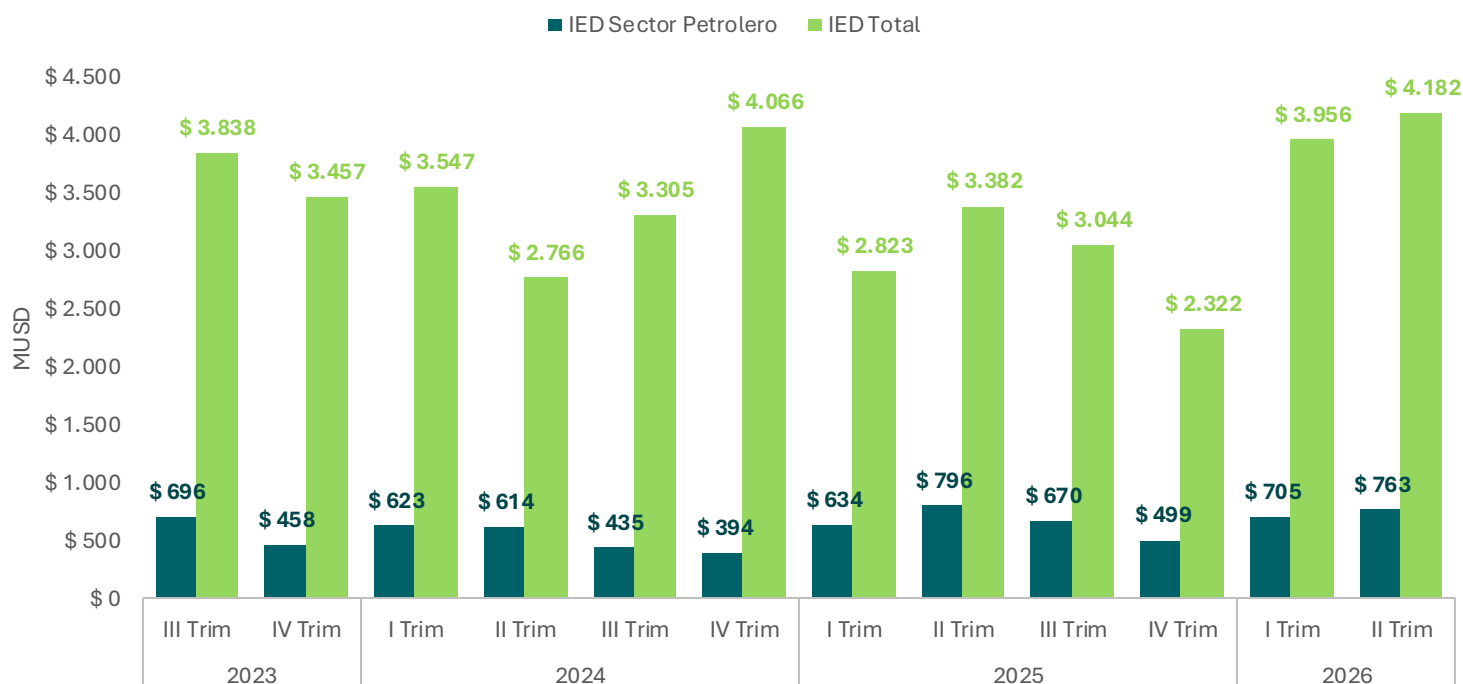
De acuerdo con la balanza de pagos del Banco de la República, en el primer trimestre de 2026 la IED dirigida al sector petrolero sumó \$704,6 MUSD, 11,1% más que en el mismo trimestre de 2025. En el segundo trimestre alcanzó \$762,6 MUSD, 8,2% más que en el trimestre anterior y 4,2% menos que en el segundo trimestre de 2025 (-\$33,1 MUSD). En ese trimestre de 2025 se había registrado el mayor valor trimestral desde el segundo trimestre de 2023. En el segundo trimestre de 2026, con un Brent promedio de \$103,3 USD/Bl (+51,8% anual), la IED petrolera fue inferior a la de un año atrás.

En el acumulado del primer semestre, la IED petrolera llegó a \$1.467 MUSD, 2,6% más que un año atrás (+\$37,6 MUSD). Es el mayor valor para un primer semestre desde 2023 (\$1.904 MUSD) y el segundo aumento semestral consecutivo, después

de \$1.237 MUSD en 2024 y \$1.430 MUSD en 2025. La IED total en Colombia creció a un ritmo mayor: sumó \$8.138 MUSD en el semestre (+31,2%), impulsada por los sectores diferentes al petrolero, cuya inversión aumentó 39,7% (de \$4.775 a \$6.671 MUSD). Por eso la participación del sector petrolero en la IED total pasó de 23,0% en el primer semestre de 2025 a 18,0% en el de 2026. Por trimestres, la participación fue de 17,8% en el primero y de 18,2% en el segundo.

En perspectiva, el nivel del semestre se ubica 6,4% por debajo del primer semestre de 2019 (\$1.568 MUSD), antes de la pandemia, y 57,3% por debajo del primer semestre de 2012 (\$3.439 MUSD), cuando el sector concentraba el 44,3% de la IED total del país.

Inversión Extranjera Directa



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

Regalías generadas por el sector de hidrocarburos

En el primer trimestre de 2026, las regalías causadas por la explotación de hidrocarburos sumaron \$1,66 billones de pesos, 11,7% menos que en el mismo periodo de 2025. En el segundo trimestre, el resultado se invirtió: se causaron \$2,06 billones, 24,1% más que un año atrás. Con ello, el primer semestre cerró en \$3,72 billones, un aumento de 5,1% frente al primer semestre de 2025 (\$3,54 billones), equivalente a \$181 mil millones adicionales. Este monto ya representa el 56,3% de lo causado en todo 2025 (\$6,61 billones).

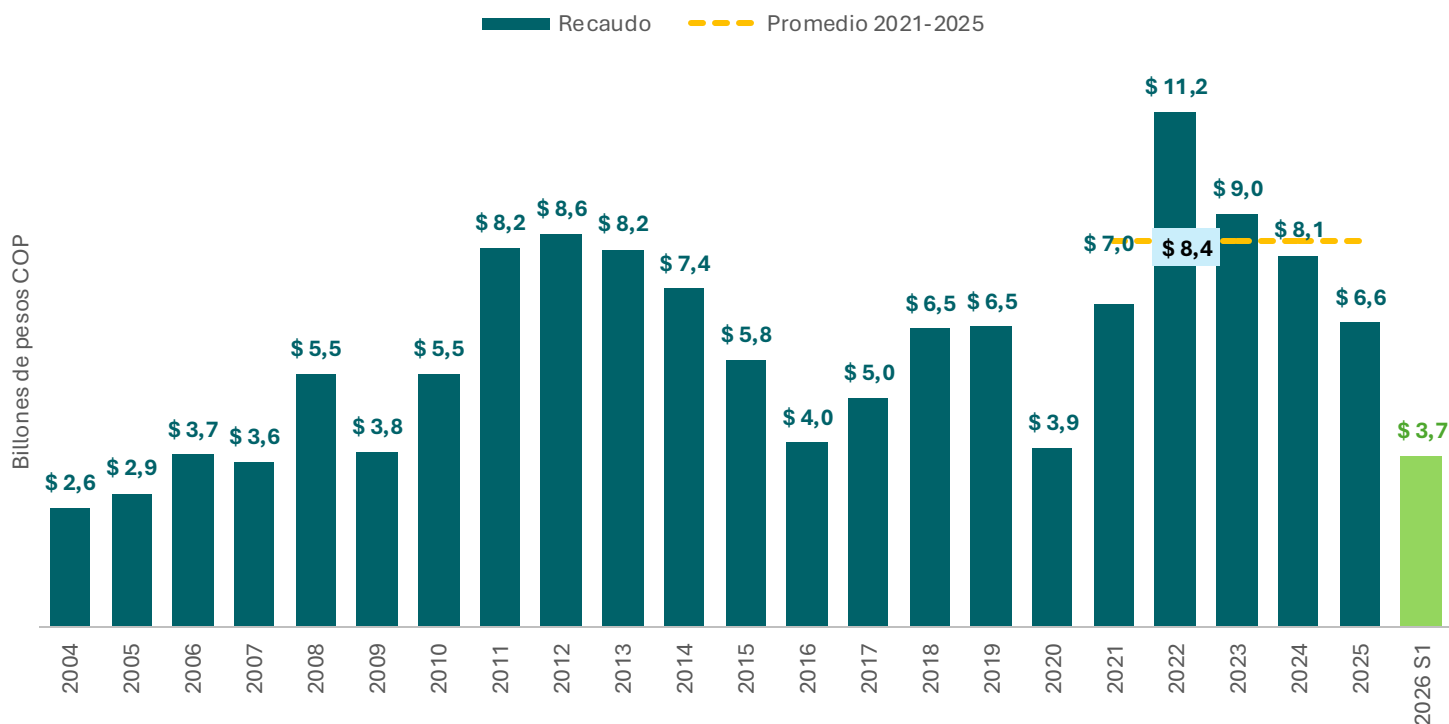
La diferencia entre trimestres coincide con la trayectoria del precio del barril en pesos. En el primer trimestre, el Brent promedió \$80,2 USD/Bl (+5,8%), aumento que no alcanzó a compensar una TRM 11,7% menor, por lo que el barril en pesos cayó 6,6%. En el segundo trimestre, el Brent subió a \$103,3 USD/Bl (+51,8%) y, a pesar de una TRM 14,0% inferior, el barril en pesos creció 30,6%. En el semestre, este precio aumentó 11,1%. Mayo

concentró el mayor valor mensual (\$790 mil millones), el más alto de los últimos 17 meses.

Las regalías son la contraprestación que recibe el Estado por la explotación de recursos naturales no renovables y se liquidan como un porcentaje del valor de la producción de petróleo y gas. Por esa razón, su monto depende de tres variables: los volúmenes producidos, el precio internacional y la tasa de cambio.

Estos recursos son una fuente central de financiamiento para departamentos y municipios, en especial para aquellos con menor capacidad fiscal propia. A través del Sistema General de Regalías se orientan a proyectos de infraestructura, educación, salud y desarrollo regional, de modo que la evolución de la producción de hidrocarburos incide directamente en la capacidad de inversión pública en los territorios.

Regalías causadas por explotación de hidrocarburos

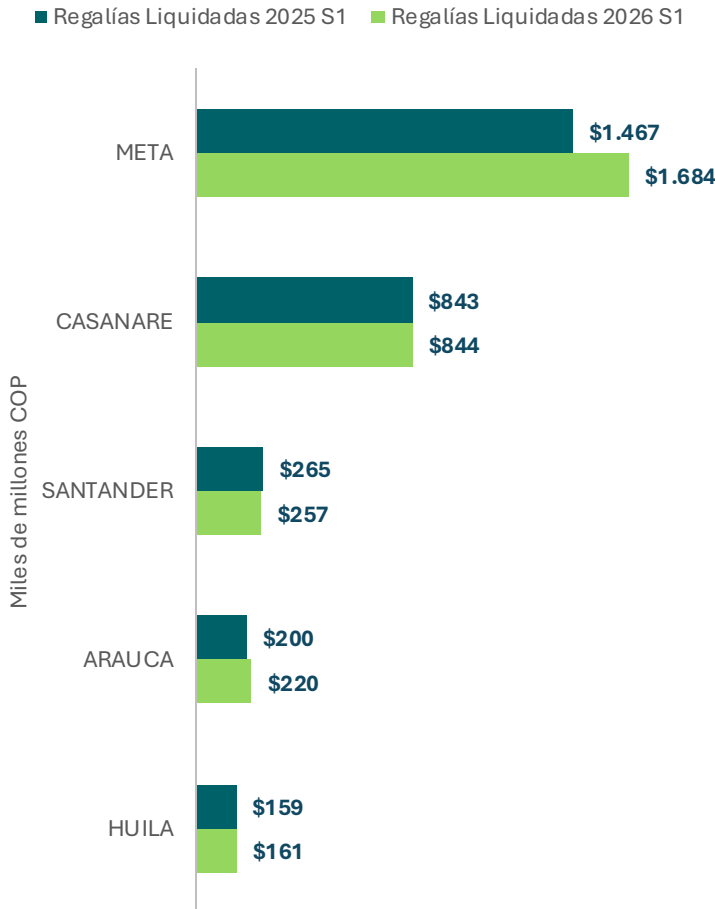


Fuente: [ANH-Solar](#), cálculos CAMPETROL.

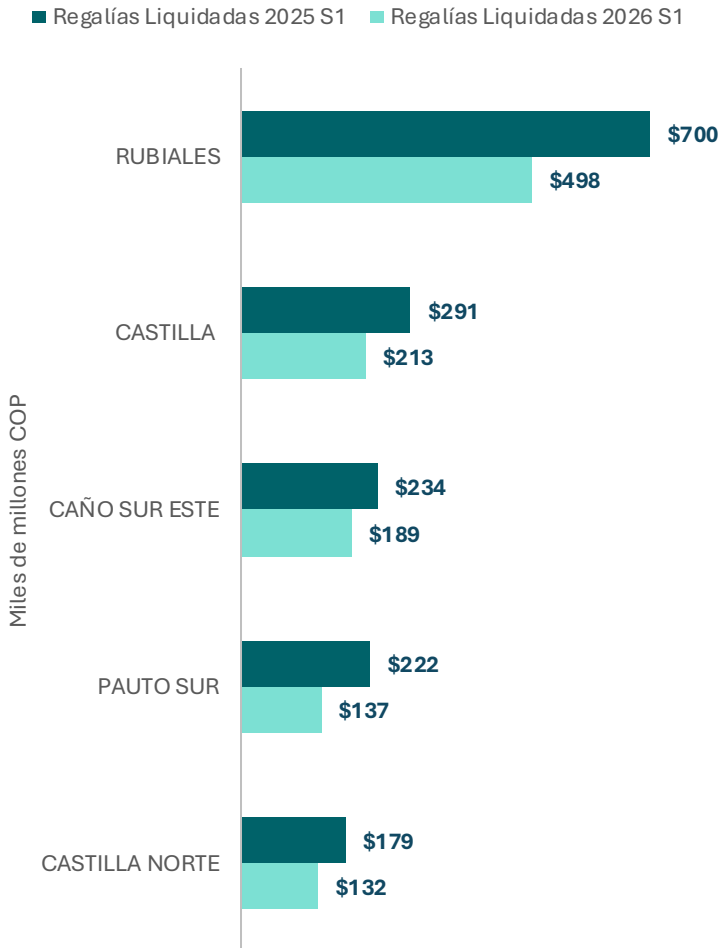
En el primer semestre de 2026, los departamentos que más aportaron a las regalías causadas por la explotación de hidrocarburos fueron Meta, Casanare, Santander, Arauca y Huila, con una participación conjunta de 85,0% (\$3,17 billones de pesos), frente a 82,8% un año atrás. Meta registró el mayor aumento (14,8%; +\$217 mil millones), superior al incremento total del país (\$181 mil millones), de modo que en el resto del país las regalías cayeron 1,7%. Arauca (9,6%), Huila (1,7%) y Casanare (0,2%) también crecieron, mientras que Santander fue el único con descenso (-3,1%; -\$8 mil millones).

Los campos con mayor contribución fueron Rubiales, Castilla, Caño Sur Este, Pauto Sur y Castilla Norte, con una participación conjunta de 31,4%. Caño Sur Este presentó el mayor crecimiento (21,4%), seguido por Castilla Norte (13,3%), Castilla (12,4%) y Rubiales (8,9%), mientras que Pauto Sur fue el único con descenso (-5,0%).

Regalías liquidadas - Top 5 departamentos



Regalías liquidadas - Top 5 campos



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

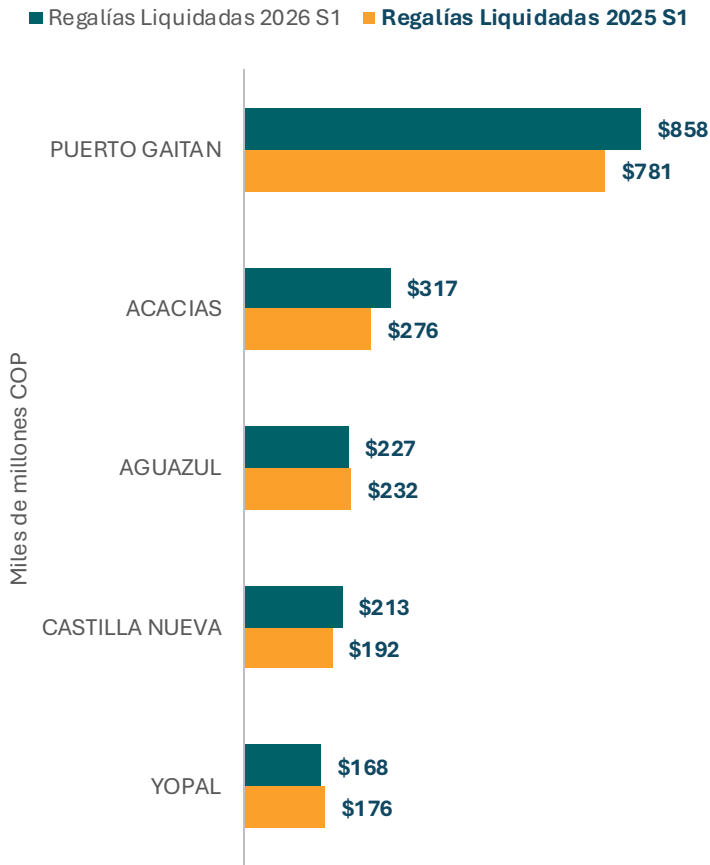
En el primer semestre de 2026, los municipios que más aportaron a las regalías causadas por la explotación de hidrocarburos fueron Puerto Gaitán, Acacías, Aguazul, Castilla Nueva y Yopal, con una participación conjunta de 47,9% (\$1,78 billones de pesos), frente a 46,8% un año atrás. Los tres municipios de Meta crecieron: Acacías (15,1%), Castilla Nueva (11,3%) y Puerto Gaitán (9,8%; +\$77 mil millones). Los dos de Casanare disminuyeron: Yopal (-4,9%) y Aguazul (-2,2%).

Por tipo de hidrocarburo, las regalías del petróleo aumentaron 7,4% y pasaron de \$3.026 a \$3.252 mil millones.

millones (+\$225 mil millones), mientras que las del gas cayeron 8,5%, de \$516 a \$472 mil millones (-\$44 mil millones). Con ello, la participación del petróleo en el total subió de 85,4% a 87,3%.

En el caso del gas, el volumen sobre el cual se liquidan regalías se redujo 10,8% frente al primer semestre de 2025, mientras que en el petróleo la reducción fue de 2,3%. En dólares, el precio promedio de liquidación aumentó 26,3% para el crudo (\$65,9 USD/Bl) y 17,9% para el gas (\$6,9 USD/MPC).

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*:

**Asignaciones
Directas**
25%



**Entidades
productoras de
RNNR**

20%



**Municipios
productores**

5%

**Asignación para
inversión regional**
34%



Departamentos

20,4%



Regiones

13,6%

**Asignación para
inversión local**
15%



**Municipios
NBI>Nacional y
categoría 4, 5 y 6**

12,68%



**Grupos
étnicos**

2,32%

**Asignación ciencia,
tecnología e
innovación**
10%



**Asignación
para la paz**
7%



**Asignación
Ambiental**
1%



**Municipios Río
Magdalena y canal
del Dique**
0,5%

*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

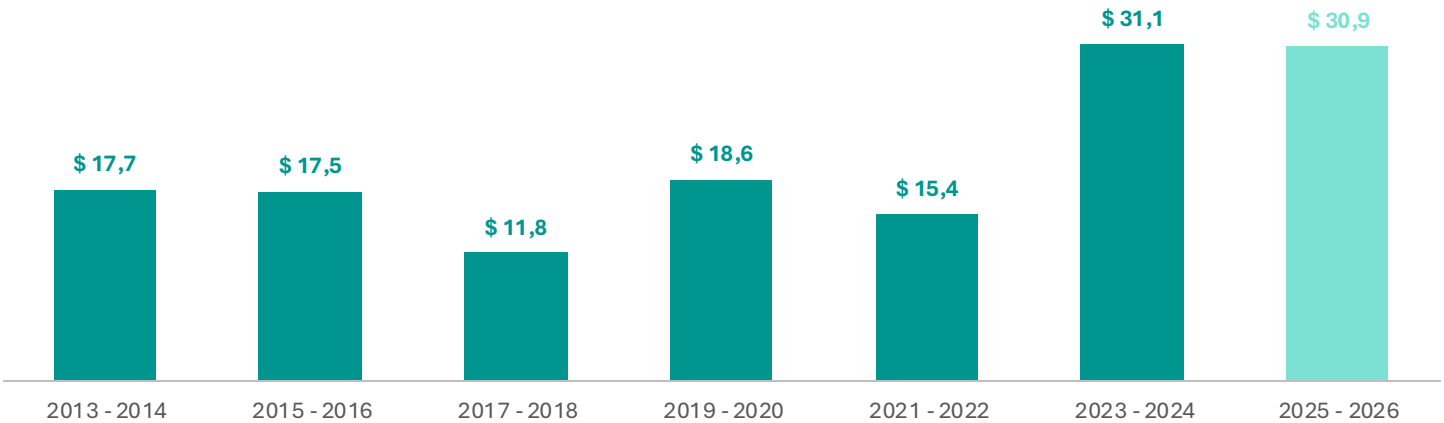
Fuente: Departamento Nacional de Planeación

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 2026 fueron equivalentes al presupuesto departamental, en el mismo año, en*:

Departamento	Presupuesto departamental	Regalías presupuestadas 2026	Equivalencia
Meta	\$1.339,6	\$929,2	69,4%
Casanare	\$1.050,4	\$535,6	51,0%
Arauca	\$605,0	\$196,0	32,4%
Huila	\$1.392,8	\$192,7	13,8%
Santander	\$3.049,0	\$370,0	12,1%

*La equivalencia se calcula dividiendo las regalías presupuestadas para 2026 entre el presupuesto departamental de rentas y gastos de 2026. Regalías: DNP-SICODIS; para Huila, mitad del bienio 2025-2026 según la Ley 2441 de 2024. Presupuestos: [Meta](#), [Casanare](#), [Arauca](#), [Huila](#), [Santander](#).

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**.



Misiones Internacionales de Relacionamiento

Conectamos **oportunidades**, impulsamos negocios, **abrimos fronteras**



CEPEG 2026
Conferencia de Energía,
Petróleo y Gas

FECHA
Miércoles 14 de octubre de 2026
Desarrollo del Foro
"NEXO 2026 – Foro de Energía del Zulia"

FECHA
15 – 17 de octubre de 2026
CEPEG 2026

LUGAR
Maracaibo, Venezuela

Relaciones que generan crecimiento



AOG PATAGONIA
Argentina Oil & Gas

FECHA
19 – 22 de octubre, 2026

LUGAR
Espacio DUAM, Neuquén, Argentina

MÁS INFORMACIÓN
www.aogpatagonia.com.ar

Conexiones globales, impacto real

¿POR QUÉ PARTICIPAR?

- Relacionamiento estratégico
- Nuevas oportunidades de negocio
- Conocimiento e innovación
- Visibilidad internacional para su empresa
- Acompañamiento y respaldo CAMPETROL

¡HAGAMOS PARTE DE ESTAS EXPERIENCIAS!

Contacto Misiones
Daniel Vargas — Coordinador Comercial

comercial@campetrol.org

317 655 4940



Taladro, área Caño Limón, Arauca
Fotografía de SierraCol

Capítulo 3

Industria nacional de O&G&E

Actividad Exploratoria, Sísmica y de Desarrollo

Durante el primer semestre de 2026 se perforaron 25 pozos exploratorios, uno más que en el mismo periodo de 2025 (24 pozos; +4,2%) y cuatro más que en el segundo semestre de ese año (21 pozos; +19,0%), de acuerdo con la ANH. En este periodo, el precio promedio del Brent se ubicó en \$91,7 USD/Bl, lo que representa un incremento del 27,6% (+\$19,8 USD/Bl) frente al primer semestre de 2025 (\$71,9 USD/Bl) y del 38,4% (+\$25,4 USD/Bl) respecto al segundo semestre (\$66,3 USD/Bl), según la EIA.

Por su parte, la adquisición sísmica alcanzó 127,0 km 2D equivalentes, registrados en su totalidad en marzo, frente a los 740,2 km del primer semestre de 2025, lo que representa una reducción del 82,8% (-613,2 km).

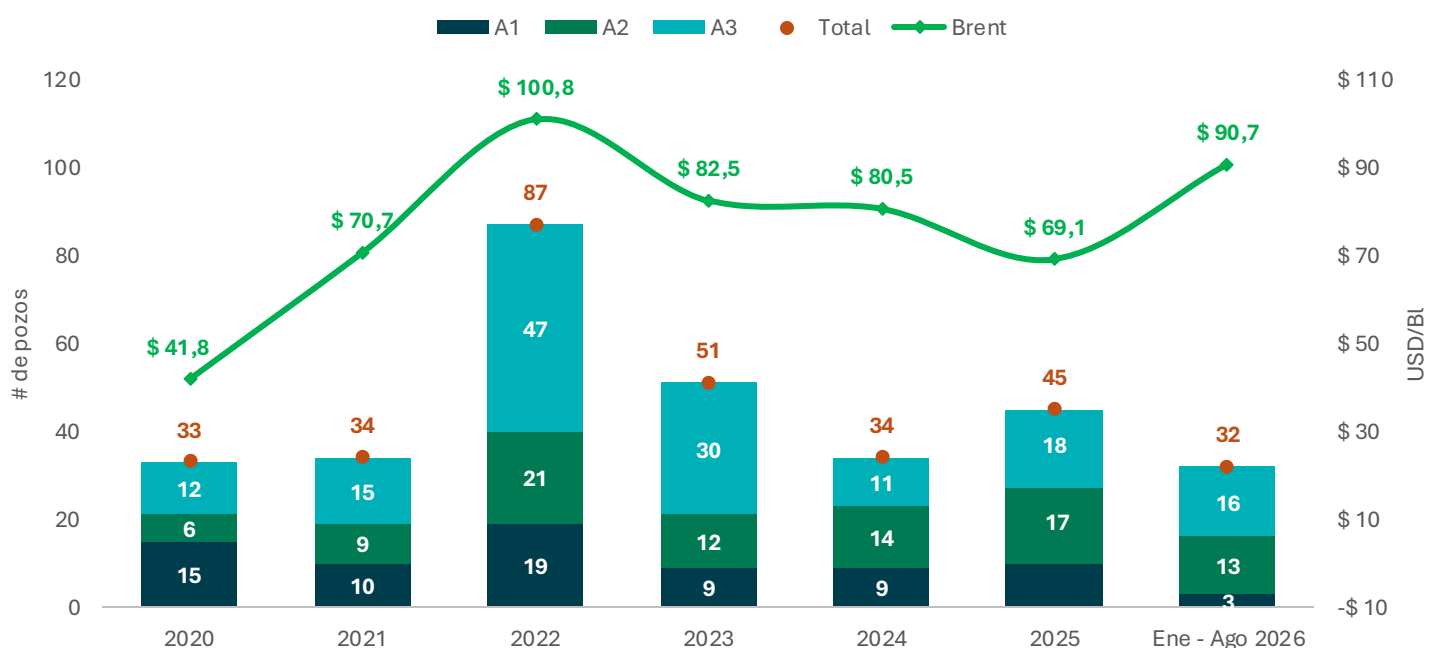
Entre enero y agosto de 2026 se perforaron 32 pozos exploratorios, lo que representa un incremento del 18,5% (+5 pozos) frente a los 27 registrados en el mismo periodo de 2025. Por categoría, 16 correspondieron a A3, 13 a A2 y 3 a A1, estos últimos perforados entre mayo y junio, siendo los primeros de esta categoría en 2026.

En agosto, último mes disponible, se perforaron tres pozos exploratorios de las categorías A2 y A3, uno menos que en julio (4 pozos) y la misma cantidad registrada en agosto de 2025. En cuanto a los precios internacionales, el Brent promedió \$90,7 USD/Bl durante el periodo enero-agosto, un 27,2% (+\$19,4 USD/Bl) por encima del promedio del mismo periodo de 2025 (\$71,3 USD/Bl).

En perspectiva histórica, durante 2025 se perforaron 45 pozos exploratorios, frente a los 87 registrados en 2022, lo que representa una disminución del 48,3% (-42 pozos). Por su parte, la adquisición sísmica pasó de 1.904 km 2D equivalentes en 2022 a 740,2 km en 2025, una reducción del 61,1% (-1.163,8 km).

La evolución de estos indicadores refleja cambios en el ritmo de la actividad exploratoria y en la generación de información geológica para la identificación de nuevos prospectos, aspectos relevantes para la planificación de la actividad upstream en el mediano plazo.

Brent vs. Pozos exploratorios



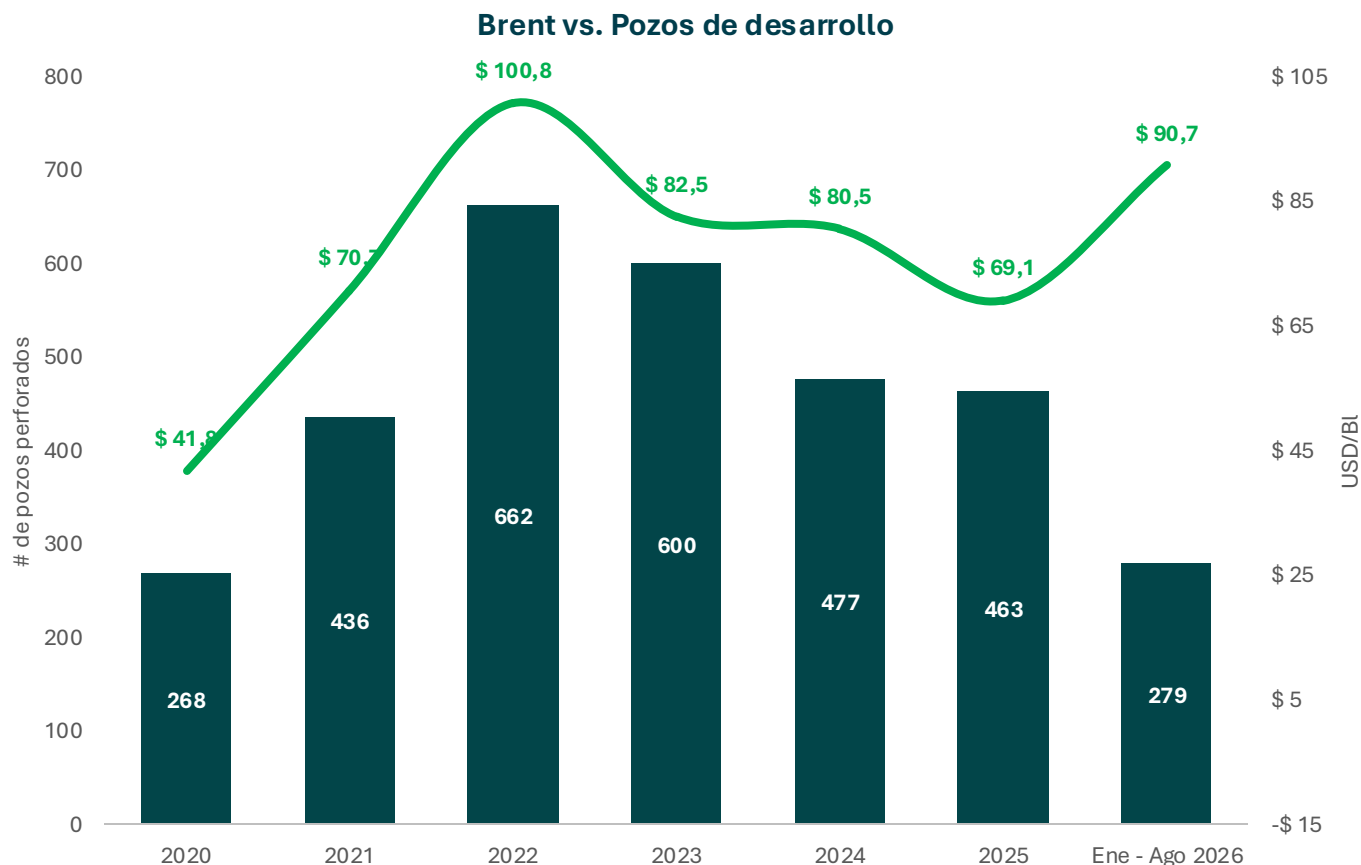
Fuente: ANH, cálculos CAMPETROL.

En cuanto a la actividad de desarrollo, durante el primer semestre de 2026 se perforaron 209 pozos, 19 menos que en el mismo periodo de 2025 (228 pozos; -8,3%) y 26 menos que en el segundo semestre de 2025 (235 pozos; -11,1%), según la ANH. El menor registro mensual del semestre se presentó en junio, con 19 pozos, mientras que febrero y marzo alcanzaron 44 pozos cada uno. Este comportamiento se presentó en un contexto de precios más altos, con un Brent promedio de \$91,7 USD/Bl en el semestre.

En el acumulado de enero a agosto de 2026 se perforaron 279 pozos de desarrollo, frente a 324 en el mismo periodo de 2025, una reducción de 13,9% (-45 pozos). En agosto de 2026, último dato disponible, se perforaron 31 pozos, ocho menos que en julio de 2026 (39 pozos; -20,5%) y 12 menos que en agosto de 2025 (43 pozos; -27,9%). A nivel anual, en 2025 se perforaron 463 pozos de desarrollo, una reducción de 2,9% (-14 pozos) frente a los 477 de

2024, y en perspectiva histórica ese nivel se ubicó 30,1% (-199 pozos) por debajo de 2022, cuando se perforaron 662 pozos, el mayor registro posterior a la pandemia.

De acuerdo con Ecopetrol, durante el primer semestre de 2026 el grupo empresarial completó 174 pozos de desarrollo con un promedio de 22 taladros activos. En el mismo periodo finalizó ocho pozos exploratorios: dos exitosos (Copoazú-1, en el bloque costa afuera GUA OFF-0, y Bisbita Sur-1 ST2, en el contrato Llanos 123), dos en evaluación (Floreña N18Y ST1 y Chupadero-1 ST) y cuatro declarados como falla con manifestaciones no comerciales de hidrocarburos. A estos resultados se sumó el pozo Sandía-1, también en GUA OFF-0 y ubicado a 42 km de la costa, que alcanzó su profundidad total el 29 de julio de 2026 y que la compañía reportó como éxito exploratorio, el tercer descubrimiento en ese bloque (Ecopetrol).



Fuente: [ANH](#), cálculos CAMPETROL.

Producción de petróleo

Durante el primer semestre de 2026, la producción fiscalizada de petróleo promedió 731,5 KBPD, según la ANH, lo que representó una disminución de 2,1% (-15,5 KBPD) frente al mismo periodo de 2025 (747,0 KBPD) y de 1,9% (-14,5 KBPD) respecto al segundo semestre de ese año (746,0 KBPD). El máximo mensual se registró en enero, con 746,4 KBPD, mientras que junio presentó el nivel más bajo, con 712,8 KBPD, el menor registro mensual desde junio de 2021 (694,2 KBPD). Entre enero y agosto de 2026, la producción promedió 731,2 KBPD, una reducción de 2,2% (-16,1 KBPD) frente al mismo periodo de 2025 (747,3 KBPD), equivalente a una diferencia acumulada estimada de 3,9 millones de barriles.

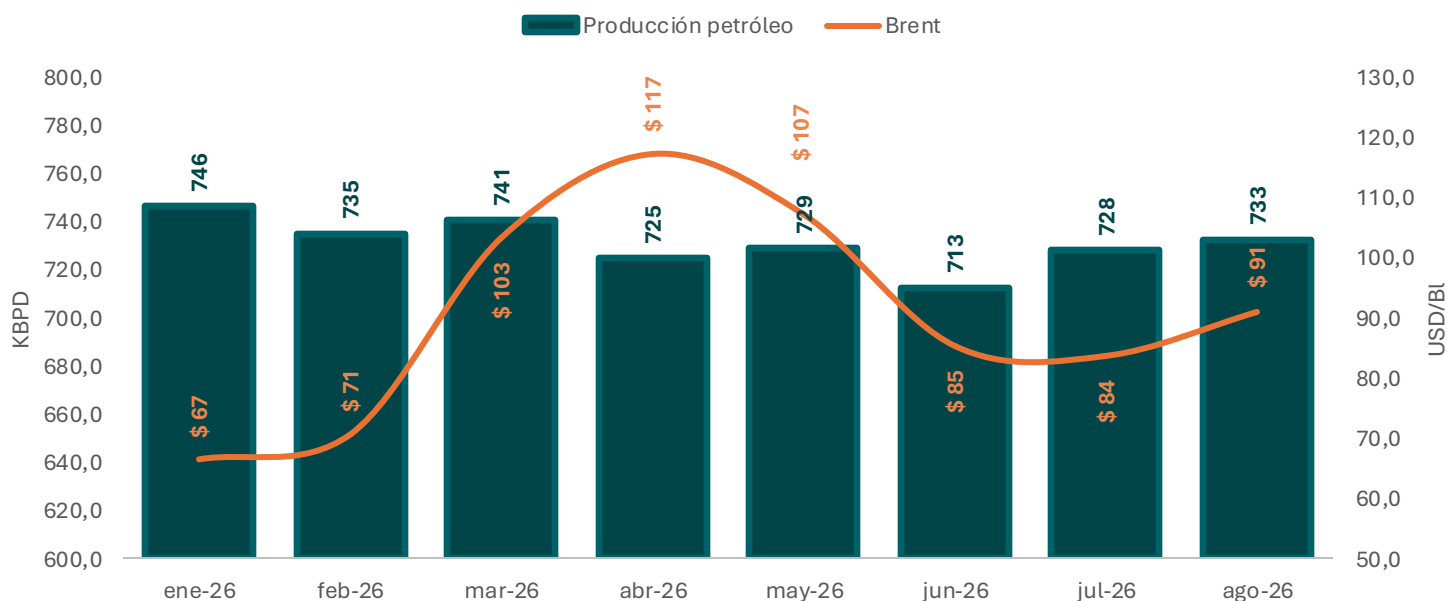
En agosto de 2026, la producción fiscalizada alcanzó 732,7 KBPD, con un incremento de 0,7% (+4,8 KBPD) frente a julio (727,9 KBPD), aunque se mantuvo 2,3% (-17,4 KBPD) por debajo de agosto de 2025 (750,1 KBPD).

Durante el semestre, las afectaciones de entorno y las restricciones operativas incidieron en el comportamiento de la producción, particularmente en el departamento del Meta.

Los bloqueos registrados en Acacías, Castilla La Nueva y Guamal, asociados a diferencias en la interpretación del pago de dominicales por parte de la USO Subdirectiva Meta, tuvieron una duración de 64 días y afectaron locaciones, bases operativas y 16 equipos de mantenimiento de pozos (workover), que retomaron sus operaciones en julio. En mayo y junio, el número nacional de estos equipos se ubicó en 60 y 62 unidades, respectivamente, frente a 80 en abril. Se estima que la producción diferida por estos bloqueos se acercó a un millón de barriles de petróleo.

Por su parte, [Ecopetrol](#) reportó que, durante el primer semestre de 2026, los eventos de entorno generaron un impacto acumulado de 1,3 millones de barriles en su producción. Adicionalmente, informó afectaciones asociadas a eventos eléctricos cercanas a 0,8 millones de barriles. En este contexto, la reactivación de equipos y el restablecimiento de las operaciones contribuyeron a la recuperación mensual de la producción del Meta, que pasó de 411,2 KBPD en junio a 427,0 KBPD en julio y 430,1 KBPD en agosto, aunque sin compensar completamente la disminución interanual de la producción nacional.

Producción de petróleo 2026 vs. Brent



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

Ecopetrol señala que la declinación natural de la producción en sus campos es cercana al 18% y que el crecimiento esperado en CPO-9, Caño Sur, Rubiales, Castilla y Chichimene, con el que estimaba compensarla, se desplazó por los eventos de entorno y eléctricos que afectaron los cronogramas de workovers, nuevas perforaciones y puesta en marcha de facilidades. En materia de inversión, el Grupo Ecopetrol destinó \$1.544 millones de dólares a exploración y producción en el primer semestre de 2026, principalmente en el Meta, mientras que la producción bruta de crudo de Ecopetrol S.A. promedió 494,9 KBPD, frente a 495,6 KBPD en igual periodo de 2025 (-0,1%; -0,7 KBPD), según el [reporte del segundo trimestre](#).

En este contexto, el fortalecimiento de la producción y la autosuficiencia energética del país requiere avanzar en cuatro pilares estratégicos: aumentar la producción de los campos existentes, desarrollar el potencial de gas natural, impulsar los yacimientos no convencionales y reactivar la actividad exploratoria. Estos pilares, articulados con condiciones habilitantes en materia ambiental, de seguridad, competitividad y gobernabilidad institucional, buscan promover la inversión, ampliar las reservas y contribuir a la generación de ingresos para la Nación.

El aumento del factor de recobro constituye una de las principales oportunidades de corto plazo, dado que Colombia presenta un factor de recobro promedio cercano al 15%, con un recobro último estimado de 19%, niveles inferiores al promedio internacional, que se ubica entre 30% y 35% ([ANH](#)).

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 700 Mbl, y un incremento de 1% en el factor de recobro de la cuenca de los Llanos Orientales representaría la adición de hasta 369 Mbl a las reservas 3P. Las técnicas de recuperación mejorada permiten elevar la recuperación total de un yacimiento a rangos de 30% a 60% del petróleo original en sitio, según las condiciones geológicas y el tipo de tecnología aplicada ([U.S. Department of Energy](#)).

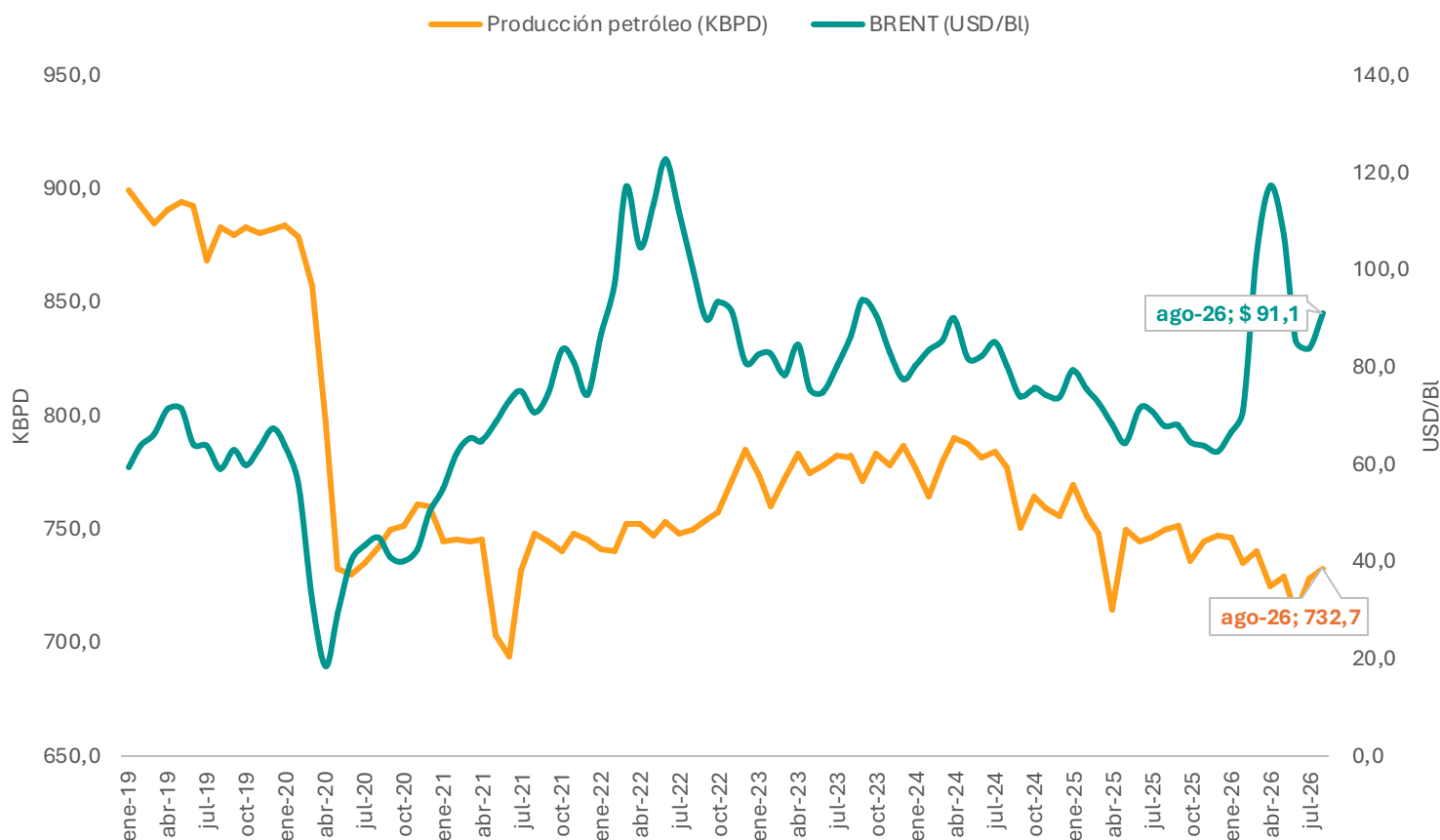
En esta línea, el 4 de mayo de 2026 [Ecopetrol](#) anunció un acuerdo con Parex Resources para invertir US\$250 millones durante cinco años en los campos Casabe, Casabe Sur, Peñas Blancas y Llanito (Magdalena Medio), con proyectos de recobro mejorado, optimización de la inyección de agua, perforación de pozos de relleno y tres pozos exploratorios. La inversión la asume Parex, que tendrá una participación de 50% sobre la producción; Ecopetrol mantiene la titularidad y la operación de los campos, y la entrada en vigencia del acuerdo estaba sujeta a la aprobación de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Desarrollar el potencial de gas natural: el potencial costa afuera de Colombia se concentra en el Caribe, donde los recursos contingentes de gas (3C) alcanzaron 7.855 Gpc al cierre de 2025, el 74,5% del total nacional (10.540 Gpc), según el [IRR 2025](#). En el bloque GUA OFF-0, operado por Petrobras en asociación con Ecopetrol, se suman los descubrimientos de Sirius, Copoazú-1 y Sandía-1 ([Ecopetrol](#)). En el plano internacional, 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, y en Guyana la producción pasó de 1 KBPD en 2019 a más de 900 KBPD en noviembre de 2025.

Yacimientos no convencionales (YNC): Colombia cuenta con un potencial estimado de 8.234 millones de barriles de petróleo, cerca de 4,1 veces las reservas probadas de 2025 (2.020 Mbl), y de 167.000 Gpc de gas natural, cerca de 97 veces las reservas probadas de gas de ese año (1.717 Gpc) ([Mora, C., & Posada, C. 2021](#)).

Incremento de la exploración: La reactivación de la exploración es fundamental para incorporar nuevos descubrimientos, ampliar el inventario de reservas y respaldar la producción de hidrocarburos en el largo plazo. En un contexto de declinación natural de los campos y necesidades de incorporación de nuevos recursos, la actividad exploratoria permite identificar oportunidades adicionales de petróleo y gas, así como ampliar el conocimiento geológico de las cuencas sedimentarias del país.

Producción de petróleo vs. Brent



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

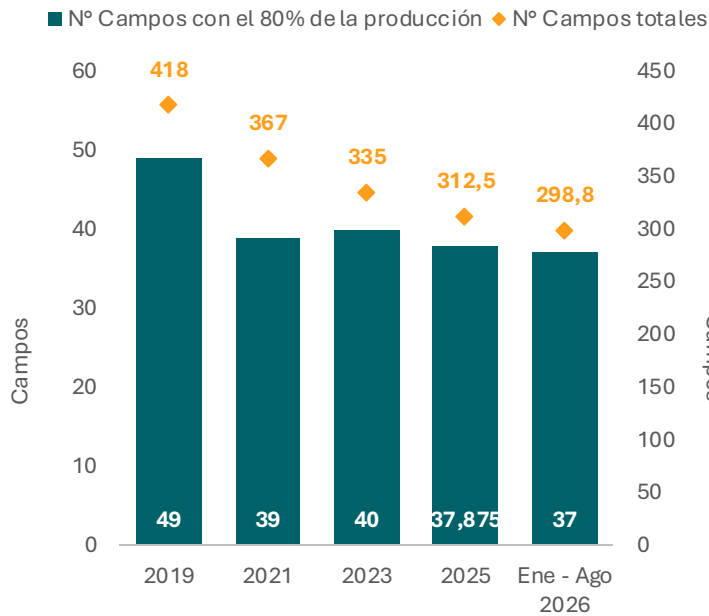
En los últimos años, la producción de petróleo en Colombia se ha concentrado en un menor número de campos, en un contexto de madurez de los activos y menor incorporación de nuevos desarrollos. Según la [ANH](#), el número de campos productores pasó de 418 en 2019 a 299 en el promedio de enero a agosto de 2026, una reducción de 28,5% (-119 campos), y en ese periodo 37 campos concentraron el 80% de la producción. Los cinco principales aportaron el 38% del total entre enero y agosto; Rubiales promedió 95,5 KBPD y en agosto alcanzó 97,9 KBPD, el 13,4% del país.

La producción reciente ha estado soportada por campos en desarrollo con campañas activas de perforación. El conjunto conformado por Caño Sur Este, Akacías y Rubiales pasó de 120,9 KBPD en 2020 (15,5% de la producción nacional) a 169,8 KBPD en 2025 (22,7%) y a 173,5 KBPD en el promedio de enero a agosto de 2026, el 23,7% del

total, según cálculos CAMPETROL con base en la ANH. Frente a 2020, su producción conjunta aumentó 43,5% (+52,6 KBPD), incremento que proviene principalmente de Caño Sur Este y Akacías, que pasaron de 14,6 KBPD en 2020 a 78,0 KBPD entre enero y agosto de 2026 (50,1 y 27,9 KBPD, respectivamente). Al excluirlos, la producción nacional promedió 557,7 KBPD entre enero y agosto de 2026, 15,5% (-102,2 KBPD) por debajo del nivel de 2020 (659,9 KBPD) y 3,3% (-19,0 KBPD) por debajo del de 2025 (576,7 KBPD).

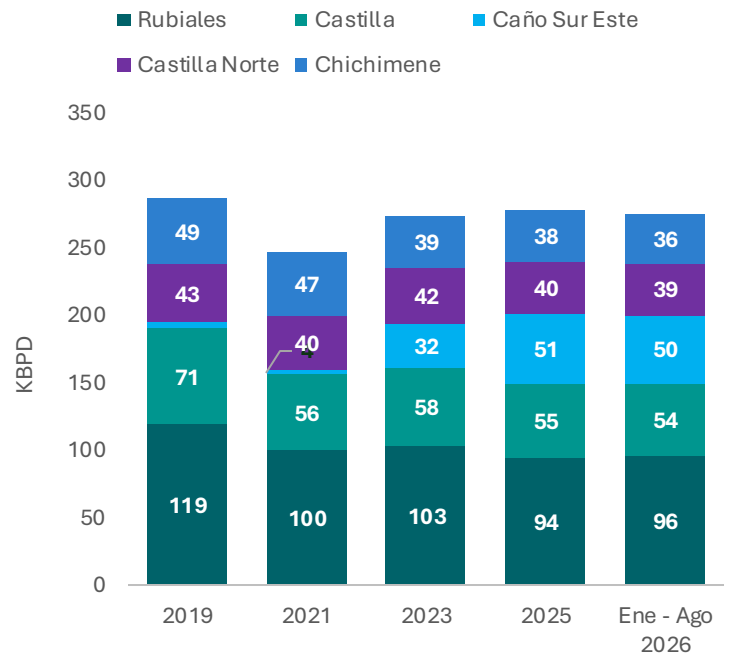
La maduración de estos activos ilustra los plazos propios de la industria: el contrato de exploración y producción del bloque Caño Sur se suscribió en 2005, su comercialidad se declaró en 2013 y su desarrollo productivo se consolidó en los años siguientes. En agosto de 2026, según el conteo de CAMPETROL, el Meta concentró 14 de los 32 taladros de perforación activos del país.

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



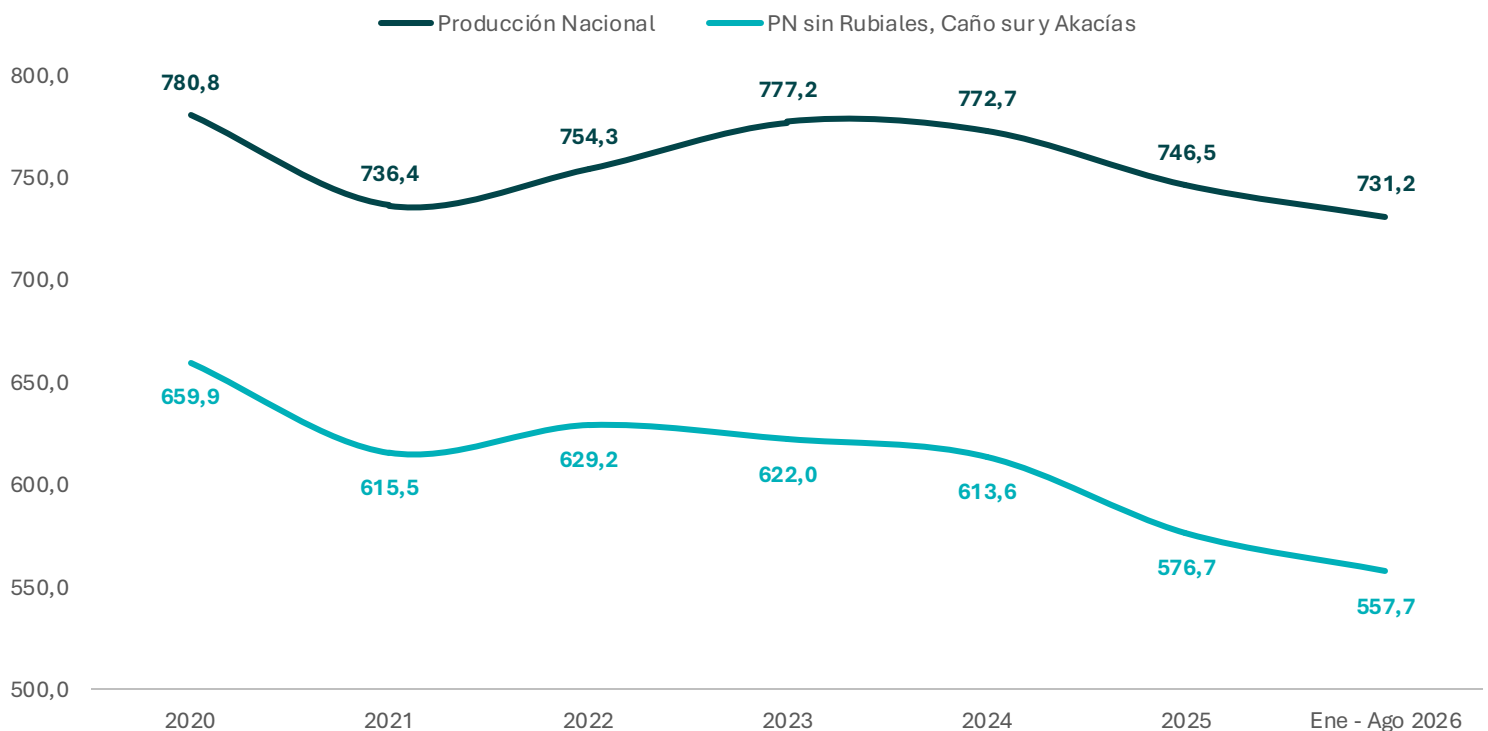
Fuente: [ANH](#), cálculos CAMPETROL

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 de Recursos y Reservas 2025 de la [ANH](#) (IRR 2025), publicado en junio de 2026 y último dato oficial disponible, las reservas probadas de petróleo (1P) se ubicaron en 2.020 Mbl al cierre de 2025, una disminución de 0,7% (-15 Mbl) frente a los 2.035 Mbl de 2024. Este resultado se presentó en un contexto en el que el Brent promedió \$69,1 USD/Bl en 2025, 14,2% (-\$11,4 USD/Bl) por debajo del promedio de 2024 (\$80,5 USD/Bl), según la [EIA](#).

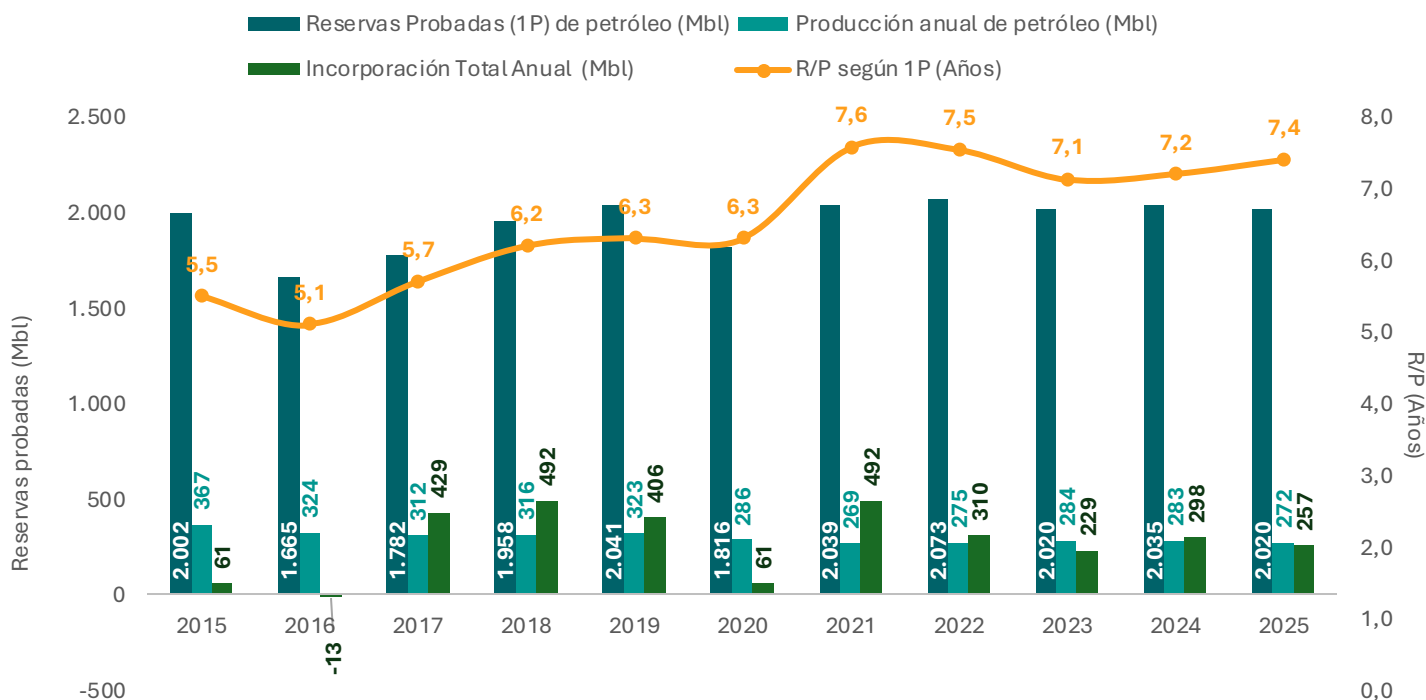
La relación reservas/producción (R/P) pasó de 7,2 a 7,4 años. Este aumento obedece a la menor producción anual, que se ubicó en 272 Mbl, 3,9% (-11 Mbl) menos que en 2024 (283 Mbl), y no a un mayor volumen de reservas; con el nivel de producción de 2024, la relación R/P se habría ubicado en 7,1 años.

La incorporación total anual de petróleo fue de 257 Mbl, una reducción de 13,8% (-41 Mbl) frente a 2024

(298 Mbl). Por componente, las revisiones técnicas aportaron 177 Mbl (68,9%), los proyectos de producción incremental (PPI) y recobro mejorado (EOR) 58 Mbl (22,6%), las reclasificaciones 46 Mbl (17,9%) y los nuevos descubrimientos 4 Mbl (1,6%), mientras que los factores económicos restaron 28 Mbl. Con ello, el índice de reposición de reservas se ubicó en 94,5%, 10,8 puntos porcentuales por debajo del registrado en 2024 (105,3%).

En cuanto a los recursos contingentes de petróleo, el volumen clasificado como 3C ascendió a 2.404 Mbl, 0,5% (-13 Mbl) menos que en 2024 (2.417 Mbl). Por tipo de contingencia, el 56,5% (1.358 Mbl) está asociado a asuntos ambientales y/o sociales, el 19,8% (475 Mbl) a factores económicos, el 11,8% (284 Mbl) a contingencias técnicas y el 10,6% (256 Mbl) a asuntos legales y/o contractuales y el 1,3% (31 Mbl) a campos que reportan recursos más allá de la finalización del contrato.

Histórico Reservas Probadas, Producción e Incorporación anual de petróleo



Fuente: [ANH](#), cálculos CAMPETROL.

Nuevas incorporaciones de reservas de petróleo

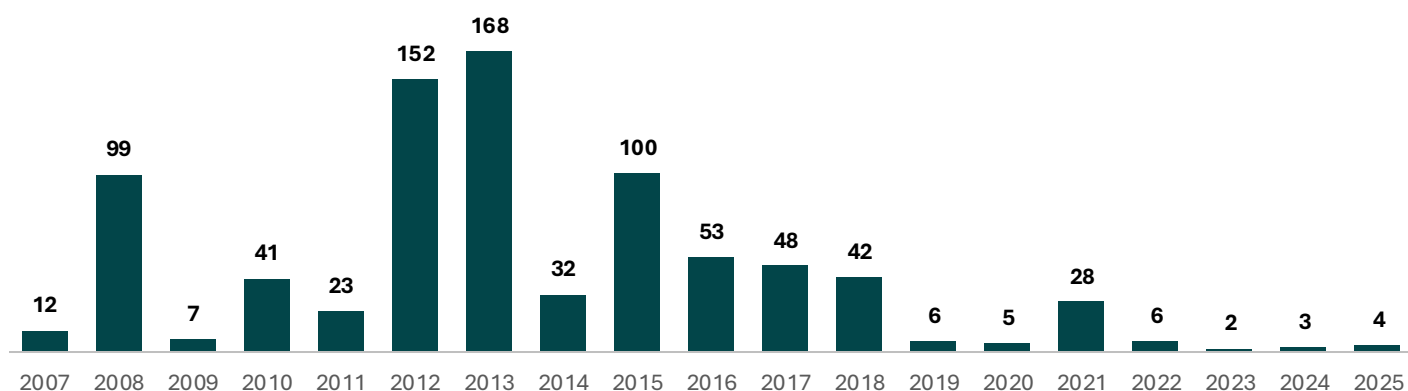
Las nuevas incorporaciones de reservas asociadas a descubrimientos son el indicador que mejor refleja el resultado de la actividad exploratoria, ya que corresponden a volúmenes que se registran por primera vez como reservas a partir de nuevos hallazgos. Según el Informe de Recursos y Reservas 2025 de la [ANH](#) (IRR 2025), en 2025 estas incorporaciones de petróleo sumaron 4 Mbl, 1 Mbl más que en 2024 (3 Mbl), pero 25,3 Mbl por debajo del promedio de los diez años previos (2015-2024: 29,3 Mbl), una diferencia de 86,3%.

El volumen descubierto en 2025 equivale al 1,5% de la producción anual de petróleo (272 Mbl) y al 1,6% de la incorporación total de reservas del año (257 Mbl). La reposición dependió de los campos

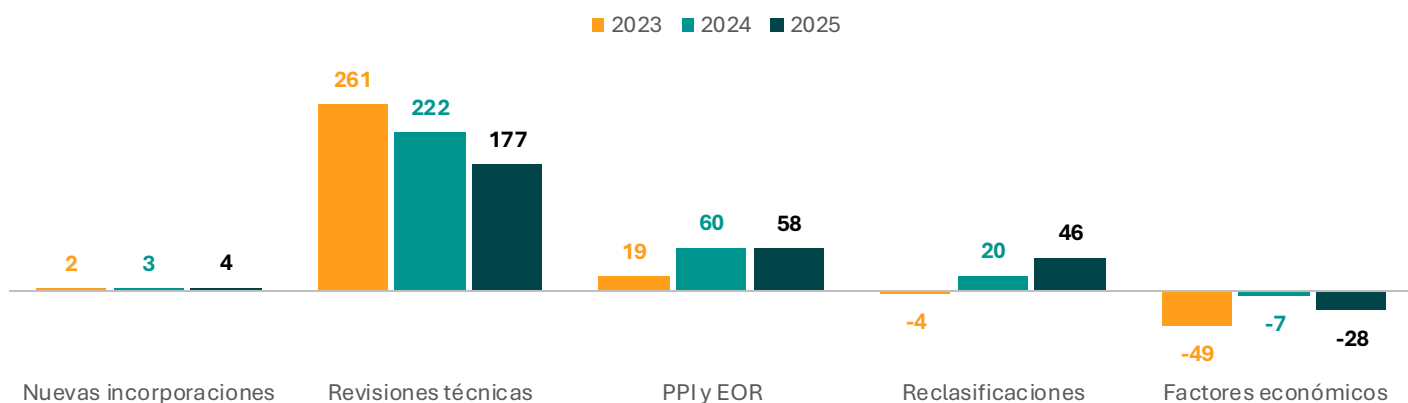
existentes: las revisiones técnicas aportaron 177 Mbl (68,9%), los proyectos de producción incremental (PPI) y recobro mejorado (EOR) 58 Mbl (22,6%) y las reclasificaciones 46 Mbl (17,9%), mientras que los factores económicos restaron 28 Mbl.

Entre 2012 y 2018 los descubrimientos incorporaron en promedio 85 Mbl por año, con máximos de 152 Mbl en 2012 y 168 Mbl en 2013; entre 2019 y 2025 sumaron 54 Mbl, un promedio de 7,7 Mbl por año. El dato de 2025 es 95,3% inferior al promedio de 2012-2018, lo que muestra la importancia de reactivar la exploración y la firma de nuevos contratos de Exploración y Producción (E&P) para reponer reservas con nuevos hallazgos.

Nuevas incorporaciones de petróleo por descubrimientos (Mbl)



Componentes de la incorporación anual de reservas de petróleo (Mbl)



Fuente: [ANH](#), cálculos CAMPETROL.

Gas Natural

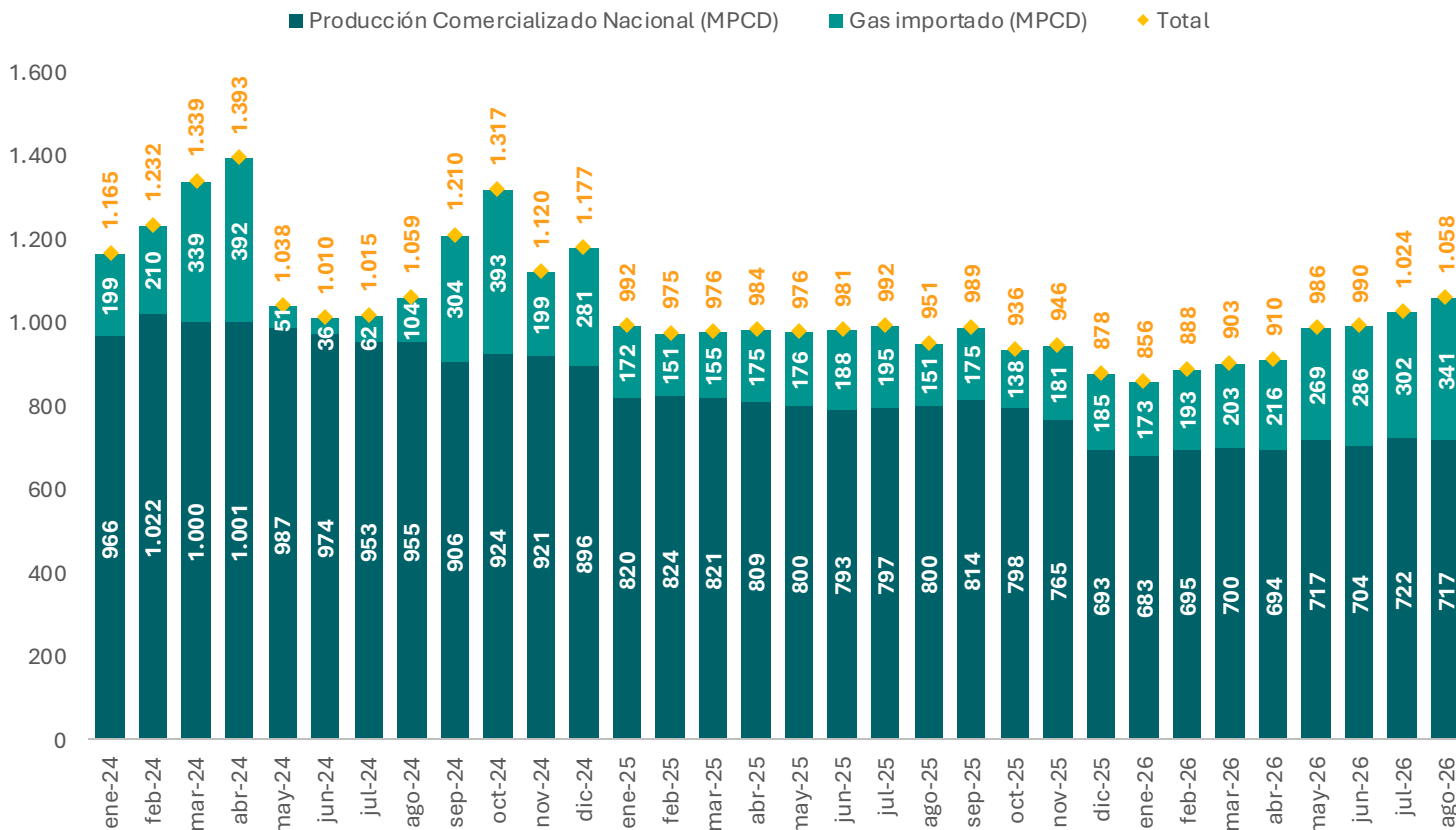
La dinámica de abastecimiento de gas natural mantiene la tendencia observada desde 2024: la producción nacional continúa en descenso y las importaciones ganan participación en la oferta, con un uso que inicialmente se concentró en la generación térmica y que hoy se extiende a otros segmentos de la demanda.

Durante el primer semestre de 2026, el gas disponible en el país promedió 922,4 MPCD, resultado de 698,9 MPCD de producción comercializada nacional y 223,5 MPCD de gas importado. Este nivel representa una reducción de 5,9% (-58,2 MPCD) frente al mismo periodo de 2025 (980,7 MPCD) y de 2,7% (-25,9 MPCD) frente al segundo semestre de 2025 (948,3 MPCD). La

producción comercializada nacional disminuyó 13,8% (-112,2 MPCD) frente al primer semestre de 2025 (811,1 MPCD), mientras que las importaciones aumentaron 31,8% (+53,9 MPCD) respecto a los 169,6 MPCD de ese periodo. Así, la participación de las importaciones en el total disponible se ubicó en 24,2%, 6,9 puntos porcentuales por encima del primer semestre de 2025 (17,3%).

En el mismo semestre, la producción fiscalizada de gas promedió 1.122,6 MPCD, una caída de 13,0% (-167,6 MPCD) frente al primer semestre de 2025 (1.290,2 MPCD) y de 8,5% (-104,7 MPCD) frente al segundo semestre de 2025 (1.227,3 MPCD), según la [ANH](#). El menor registro mensual del periodo se presentó en abril, con 1.006 MPCD.

Volúmenes de gas disponible



Fuente: [Gestor del Mercado de Gas Natural](#), [ANH](#), cálculos CAMPETROL.

Desde finales de 2024, el gas importado dejó de destinarse de forma exclusiva a la generación termoeléctrica y amplió su participación hacia el mercado primario (residencial, comercial e industrial), en línea con los ajustes regulatorios introducidos por la CREG mediante las Resoluciones [102-009](#) y [102-013](#) de 2024, que habilitaron mayor flexibilidad comercial en el mercado mayorista; la segunda fue derogada a partir del 1 de junio de 2025 por la Resolución CREG [102-015 de 2025](#), que fijó nuevas reglas para la comercialización en ese mercado. En 2026, el Ministerio de Minas y Energía expidió la [Resolución 40163 de 2026](#), que habilita de manera transitoria la comercialización en el mercado secundario del gas importado no utilizado en generación eléctrica y permite que algunas plantas térmicas sustituyan el gas natural por otros combustibles, como GLP, cuando sea técnicamente viable, con el objetivo de priorizar la demanda esencial.

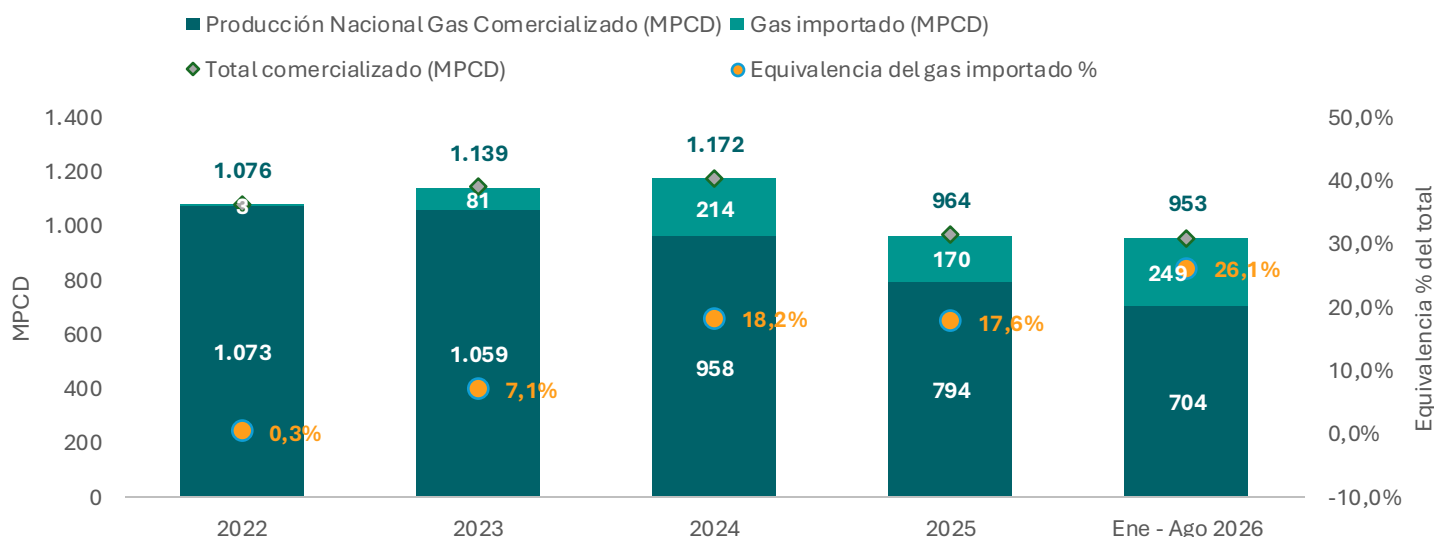
En el acumulado de enero a agosto de 2026, la producción fiscalizada promedió 1.117 MPCD, 12,0% (-151,9 MPCD) menos que en el mismo periodo de 2025 ([ANH](#)). El gas disponible promedió 952,8 MPCD (704,2 MPCD de producción comercializada nacional y 248,6 MPCD importados), una reducción de 2,6% (-25,4 MPCD) frente al mismo periodo de 2025 (978,2 MPCD); la producción comercializada cayó 12,8% (-103,7 MPCD) frente a 807,9 MPCD y las importaciones

aumentaron 45,8% (+78,1 MPCD) frente a 170,3 MPCD. Así, las importaciones representaron el 26,1% del total disponible, frente a 17,4% en enero a agosto de 2025.

En agosto de 2026, último dato disponible, el gas disponible alcanzó 1.058,4 MPCD, 3,4% (+34,5 MPCD) más que en julio de 2026 (1.023,9 MPCD) y 11,4% (+107,9 MPCD) más que en agosto de 2025 (950,5 MPCD). La producción comercializada nacional fue de 717,0 MPCD, una disminución mensual de 0,7% (-5,0 MPCD) y anual de 10,4% (-83,0 MPCD), y la producción fiscalizada se ubicó en 1.104 MPCD, 0,8% (+8,4 MPCD) más que en julio y 9,3% (-113,4 MPCD) menos que en agosto de 2025. Las importaciones sumaron 341,4 MPCD, 13,1% (+39,5 MPCD) más que en julio (301,9 MPCD) y 126,8% (+190,9 MPCD) más que en agosto de 2025 (150,5 MPCD), según el [Gestor del Mercado de Gas Natural](#), y representaron el 32,3% del gas disponible, frente a 15,8% un año antes.

Este comportamiento se presenta en un contexto de riesgo climático. Según el [IDEAM](#) (13 de agosto de 2026), las condiciones de El Niño tienen una probabilidad superior al 90% de persistir hasta el primer trimestre de 2027 y una probabilidad de 69% de alcanzar una intensidad muy fuerte entre octubre y diciembre de 2026.

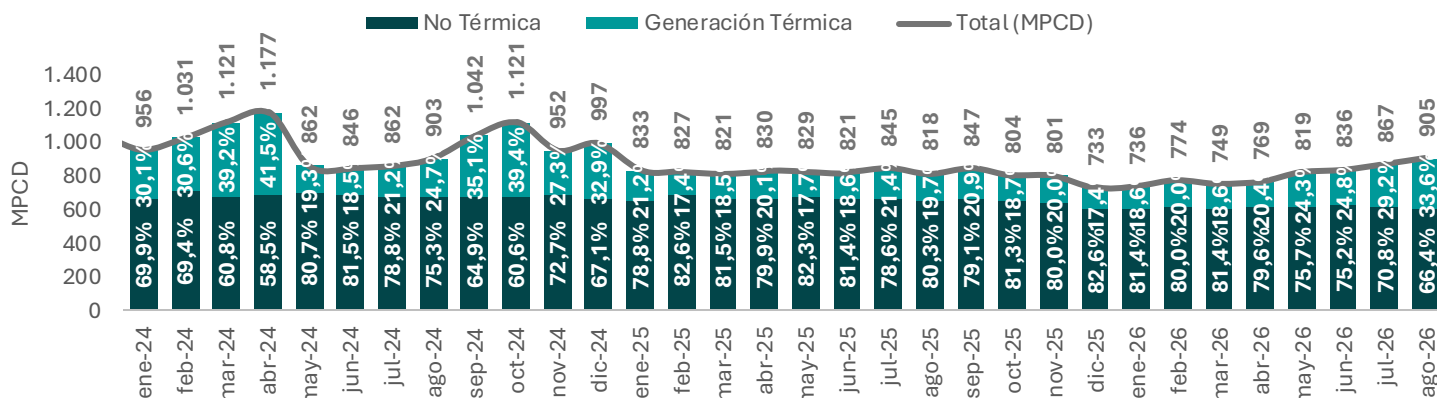
Volúmenes de gas disponible en Colombia (Gas importado + Producción de gas comercializado)



Durante el primer semestre de 2026, la demanda de gas natural promedió 780,4 MPCD, una disminución de 5,6% (-46,2 MPCD) frente al mismo periodo de 2025 (826,7 MPCD) y de 3,4% (-27,4 MPCD) frente al segundo semestre de 2025 (807,8 MPCD), según el [Gestor del Mercado de Gas Natural](#). El sector industrial promedió 160,1 MPCD, 34,5% (-84,2 MPCD) menos que en el primer semestre de 2025, mientras que la generación térmica aumentó 5,9% (+9,3 MPCD), hasta 165,8 MPCD, y representó el 21,2% del total. En 2025, el consumo promedió 817,3 MPCD, 17,4% (-171,8 MPCD) menos que en 2024.

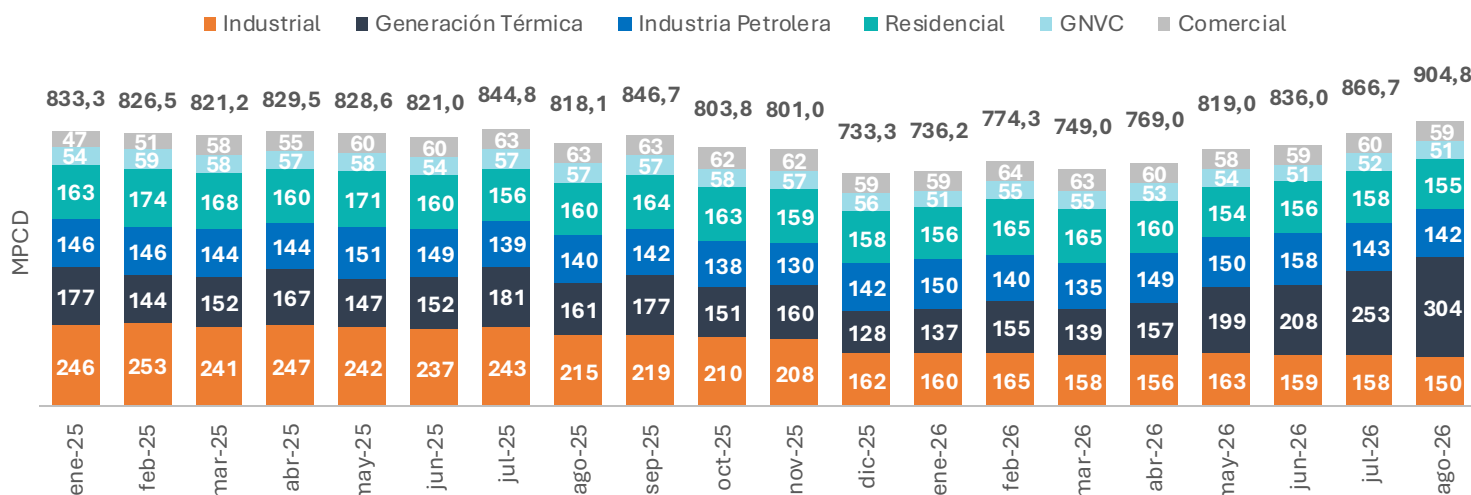
En el acumulado de enero a agosto de 2026, la demanda promedió 807,3 MPCD, 2,5% (-20,6 MPCD) por debajo del mismo periodo de 2025 (827,9 MPCD). En agosto de 2026, último dato disponible, alcanzó 904,8 MPCD, con aumentos de 4,4% (+38,1 MPCD) frente a julio (866,7 MPCD) y de 10,6% (+86,7 MPCD) frente a agosto de 2025 (818,1 MPCD), según el [Gestor](#). La generación térmica llegó a 303,8 MPCD (33,6% del total), 19,9% (+50,5 MPCD) más que en julio y 88,7% (+142,8 MPCD) más que en agosto de 2025, mientras que el sector industrial registró 149,5 MPCD, 5,4% (-8,5 MPCD) menos que en julio y 30,5% (-65,7 MPCD) menos que un año antes.

Demanda de Gas Natural: Generación Térmica vs. Sectores No Térmicos



Fuente: [Gestor del Mercado de Gas Natural](#), cálculos CAMPETROL.

Demanda de Gas Natural: por sector de consumo

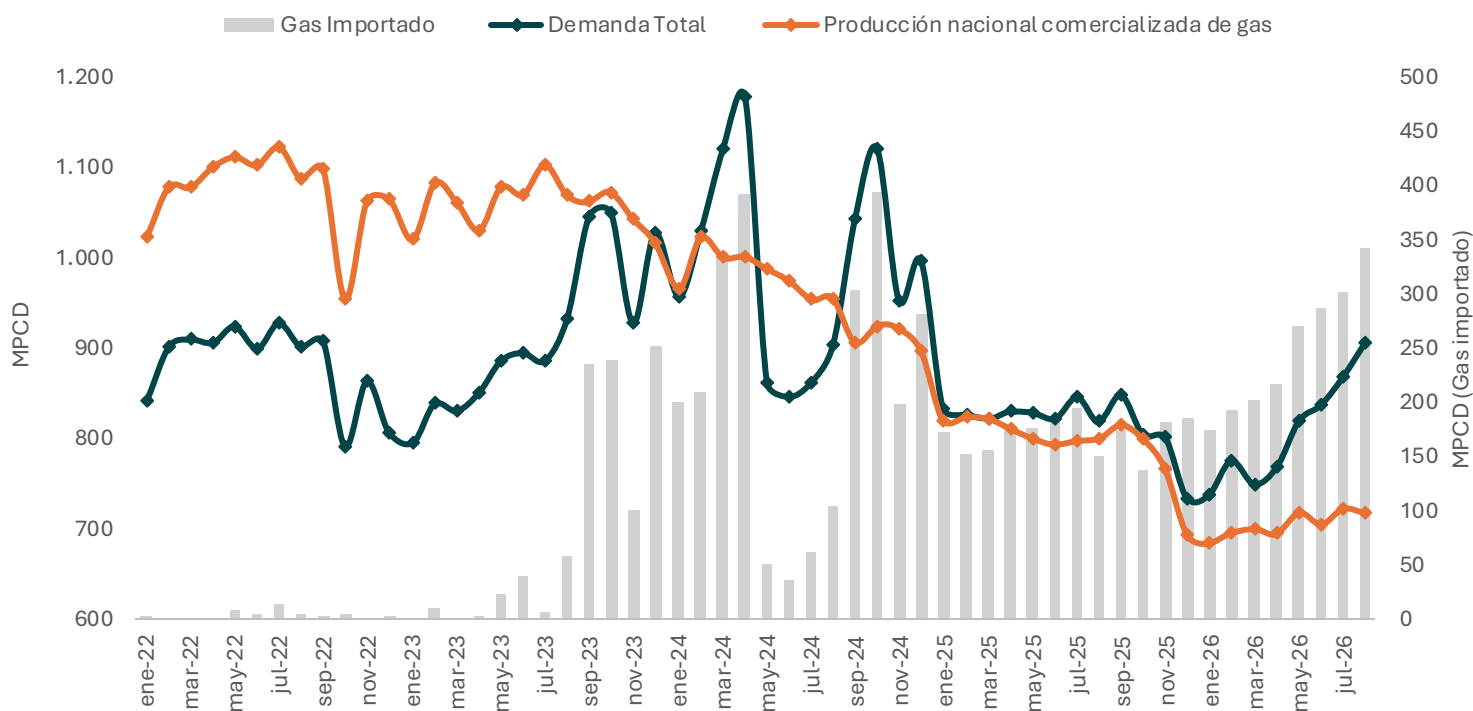


Fuente: [Gestor del Mercado de Gas Natural](#), cálculos CAMPETROL

La brecha entre la oferta nacional y el consumo se ha ampliado desde 2024. Según una proyección de la [Bolsa Mercantil de Colombia](#) publicada en junio de 2025, en 2026 el déficit de gas natural en firme para atender la demanda esencial e industrial alcanzaría 206 GBTUD, cerca del 20% de la demanda nacional, si no se incorporaban nuevas fuentes de suministro, y las proyecciones de la UPME ([ETPAGN 2023-2038](#)) sitúan el déficit estructural del sistema desde el último trimestre de 2026 en el escenario de reservas 1P y 2P, con un horizonte que se extiende hasta 2030 solo si se incorporan recursos contingentes.

En la oferta de corto plazo, Ecopetrol proyecta que el proyecto de regasificación de Buenaventura aporte 60 GBTUD a partir de noviembre de 2026, mientras que Puerto Bahía incorporaría hasta 300 GBTUD durante el primer trimestre de 2027, equivalentes al 35% de la demanda nacional. Adicionalmente, la compañía contempla alternativas de suministro de mediano y largo plazo, entre ellas un proyecto de regasificación en Coveñas, con capacidad de hasta 400 GBTUD y una posible entrada en operación en el segundo semestre de 2029, así como una opción de importación de gas desde Venezuela. ([Ecopetrol](#)).

Balance entre oferta nacional y demanda (MPCD)



Fuente: [Gestor del Mercado de Gas Natural](#), [ANH](#), cálculos CAMPETROL.

Entre las novedades del periodo, el 11 de agosto de 2026, la [ANLA](#) aprobó, mediante la Resolución 002149, la modificación de la licencia ambiental de la terminal de regasificación de SPEC en Cartagena, que permitiría incorporar cerca de 58 MPCD adicionales de capacidad. El 25 de agosto, la [ANH](#) creó el Grupo Estratégico de Aceleración de Proyectos de Gas, orientado a agilizar proyectos de gas adjudicados ante la demanda asociada a El Niño.

En la oferta nacional, [Maurel & Prom](#) reportó que en julio de 2026 la producción del bloque Sinú-9, en Córdoba, se ubicó en cerca de 18 MPCD. En este bloque, el campo Mágico, descubierto mediante el pozo Mágico-1, registró un incremento de producción de 15,3 a 26,9 MPCD en julio, equivalente a un aumento del 76%, según información divulgada por la ANH. La compañía proyecta alcanzar 60 MPCD de gas de venta a inicios de 2027.

Reservas de gas en Colombia

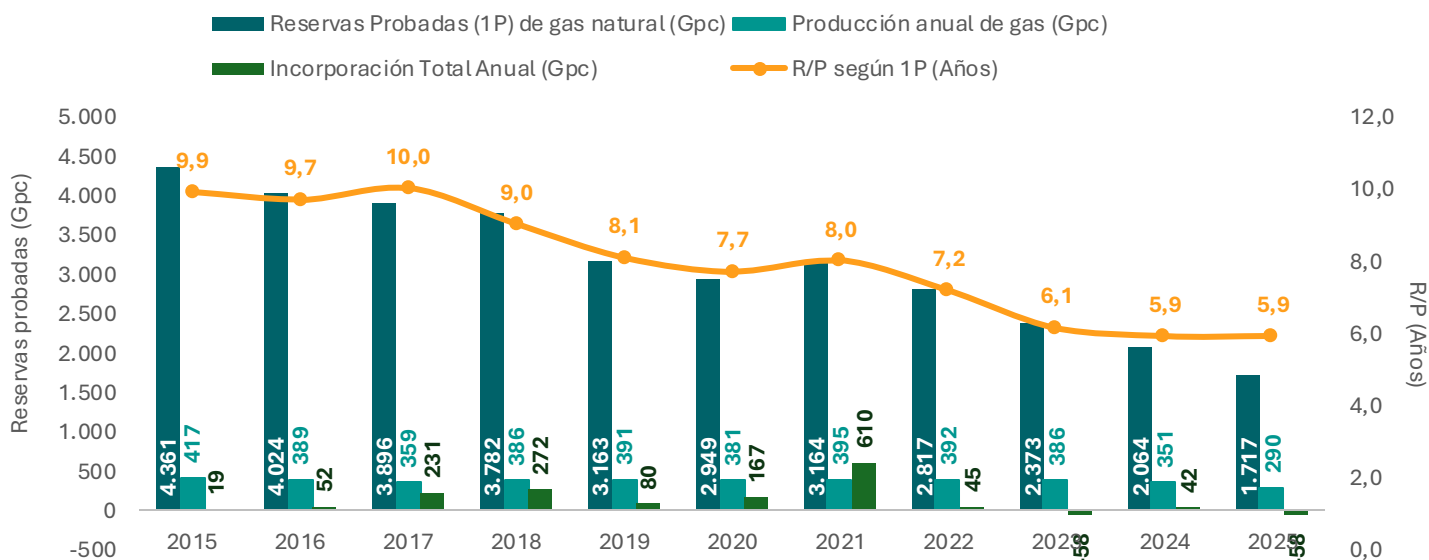
En la última década, las reservas probadas de gas natural (1P) disminuyeron 60,6% (-2.644 Gpc), al pasar de 4.361 Gpc en 2015 a 1.717 Gpc en 2025, según el [IRR 2025 de la ANH](#). En 2025 se redujeron 16,8% (-347 Gpc) frente a 2024 (2.064 Gpc) y 39,0% (-1.100 Gpc) frente a 2022 (2.817 Gpc). La relación R/P se mantuvo en 5,9 años porque la producción comercializada anual también cayó, 17,4% (-61 Gpc), hasta 290 Gpc; con la producción de 2024 (351 Gpc), la R/P habría sido de 4,9 años. La incorporación total anual fue de -58 Gpc, frente a 42 Gpc en 2024, y el índice de reposición se ubicó en -20,0%, 32,0 puntos porcentuales por debajo de 2024 (12,0%), lo que indica que las desincorporaciones superaron a las adiciones del año.

Las nuevas incorporaciones por descubrimientos sumaron 60 Gpc en 2025, 62,2% (+23 Gpc) más que en 2024 (37 Gpc) y 104,1% (+30,6 Gpc) por encima del promedio 2015-2024 (29,4 Gpc), el mayor volumen desde 2021 (80 Gpc). En contraste, las revisiones técnicas restaron 125 Gpc y los factores económicos 7 Gpc, mientras que los proyectos de producción incremental (PPI) y recobro mejorado (EOR) aportaron 5 Gpc, frente a 104 Gpc en 2024, y las reclasificaciones 9 Gpc ([ANH](#)).

Los recursos contingentes de gas natural (3C) se ubicaron en 10.540 Gpc en 2025, una reducción de 5,0% (-556 Gpc) frente a 2024 (11.096 Gpc). De este total, el 74,5% (7.855 Gpc) corresponde a recursos costa afuera y el 25,5% (2.685 Gpc) a recursos en tierra. Por tipo de contingencia, el 55,2% (5.818 Gpc) se asocia a asuntos ambientales y/o sociales, el 28,8% (3.037 Gpc) a asuntos legales y/o contractuales, el 9,0% (947 Gpc) a contingencias técnicas, el 4,0% (426 Gpc) a la finalización de contratos y el 3,0% (311 Gpc) a factores económicos.

Dado que los proyectos costa afuera concentran la mayor parte de estos recursos, su viabilización incide en la oferta futura, en un contexto de declinación de campos como Cupiagua, Cusiana, Chuchupa y Ballena. Según [Ecopetrol](#), el proyecto Sirius tiene un potencial de 6 TPC de gas. La decisión final de inversión está prevista para el cuarto trimestre de 2027. En el mismo bloque, Copoazú-1 alcanzó 35 MPD en pruebas y Sandía-1

Histórico Reservas Probadas, Producción e Incorporación anual de gas



Fuente: [ANH](#).

Nuevas incorporaciones de reservas de gas

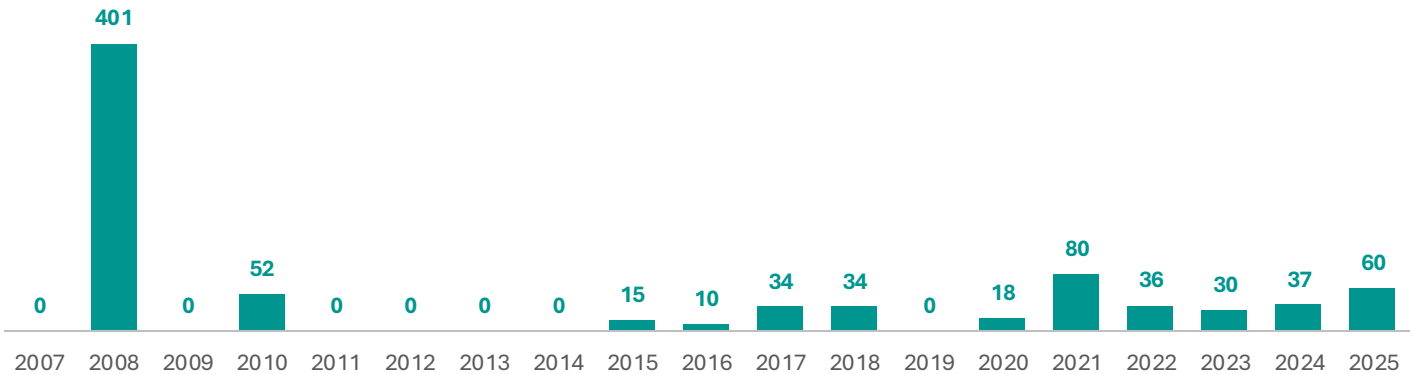
En gas natural, las nuevas incorporaciones de reservas asociadas a descubrimientos sumaron 60 Gpc en 2025, según la [ANH](#) (IRR 2025). El resultado representa un aumento de 23 Gpc (62,2%) frente a los 37 Gpc de 2024 y supera en 31 Gpc (104,1%) el promedio de los diez años previos (2015-2024: 29 Gpc). Es el mayor volumen incorporado por descubrimientos desde 2021 (80 Gpc) y el tercero más alto desde 2007, después de 2008 (401 Gpc) y 2021.

Los descubrimientos no alcanzaron a compensar las reducciones del año. Las revisiones técnicas restaron 125 Gpc y los factores económicos 7 Gpc, frente a aportes de 9 Gpc por reclasificaciones y 5 Gpc por proyectos de producción incremental (PPI) y

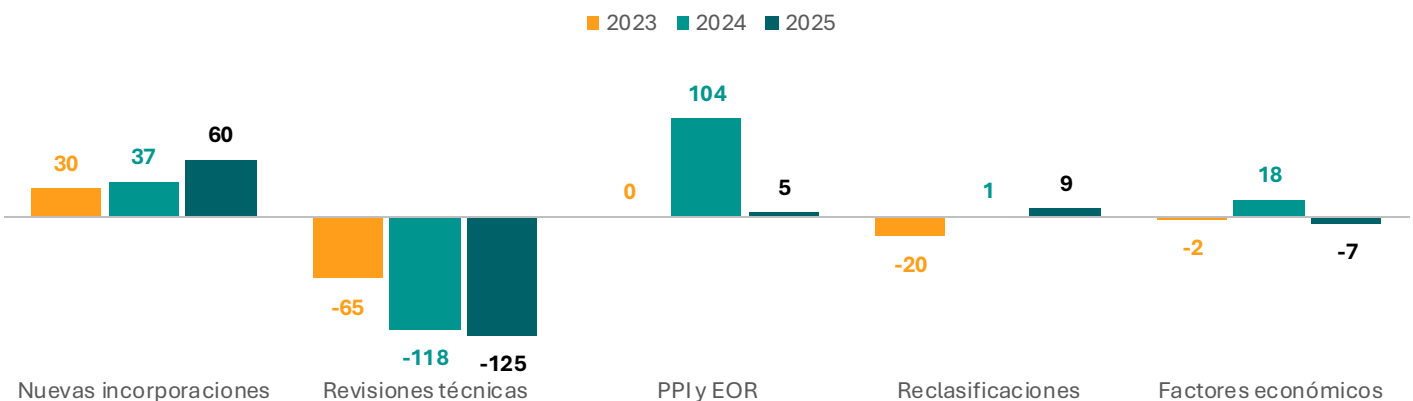
recobro mejorado (EOR). Así, la incorporación total fue de -58 Gpc, frente a 42 Gpc en 2024, y el índice de reposición se ubicó en -20,0%. Las revisiones técnicas fueron negativas en los tres últimos años (-65 Gpc en 2023, -118 Gpc en 2024 y -125 Gpc en 2025).

Los 60 Gpc descubiertos equivalen al 20,7% de la producción comercializada del año (290 Gpc). Entre 2019 y 2025 los descubrimientos de gas sumaron 261 Gpc, frente a 93 Gpc entre 2012 y 2018. Aun así, son bajos frente a los recursos contingentes (3C) de 10.540 Gpc, de los cuales el 74,5% (7.855 Gpc) está costa afuera y el 55% (5.818 Gpc) tiene contingencias ambientales y/o sociales.

Nuevas incorporaciones de gas por descubrimientos (Gpc)



Componentes de la incorporación anual de reservas de gas (Gpc)



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 (155 equipos), el número de taladros activos en Colombia ha registrado una tendencia de contracción. En agosto de 2026, último dato disponible, se contabilizaron 114 equipos activos, 26,5% (-41 equipos) menos que en noviembre de 2022. Con los multiplicadores (100 empleos directos por taladro de perforación, 50 por equipo de mantenimiento y 5,5 empleos indirectos por cada empleo directo, según Fedesarrollo, 2012), la actividad de agosto de 2026 se asocia con cerca de 47.450 empleos (7.300 directos y 40.150 indirectos), 22.425 menos que en noviembre de 2022, de los cuales 3.450 son directos y 18.975 indirectos.

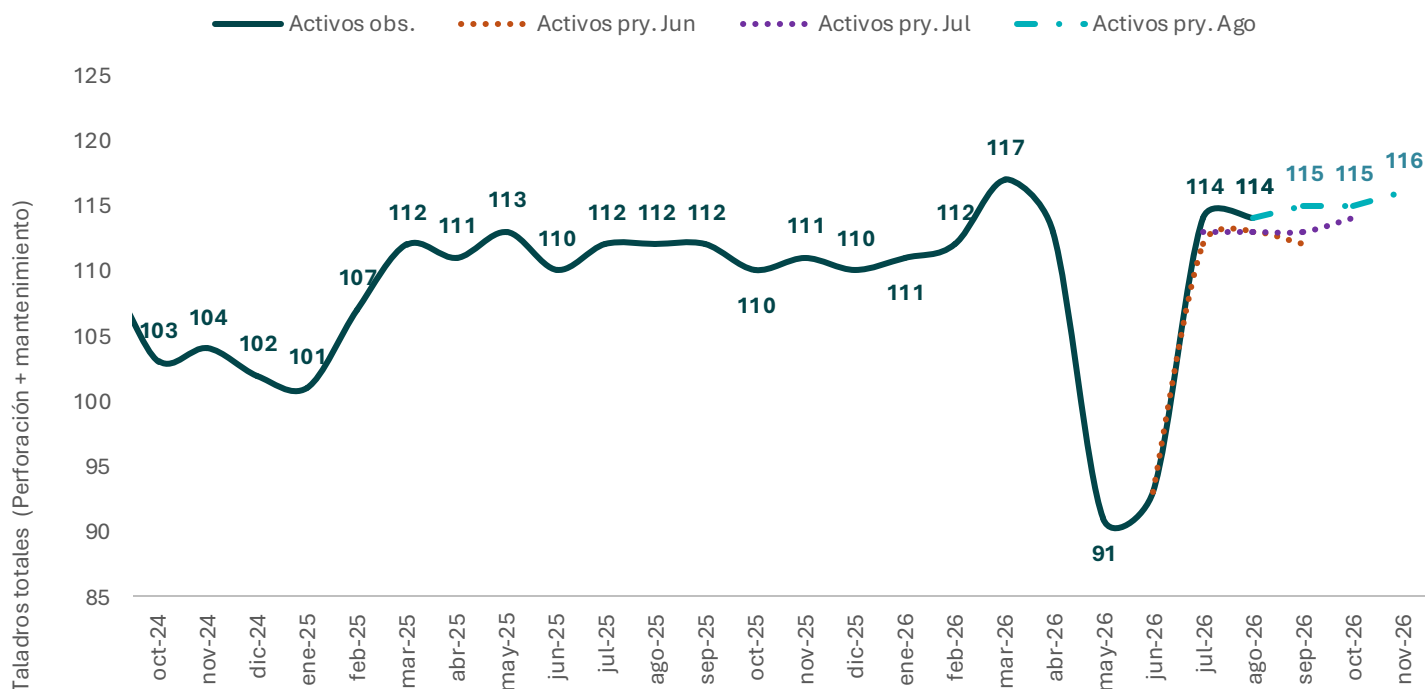
Durante el primer semestre de 2026, el promedio de taladros activos se ubicó en 106 equipos, una reducción de 2,6% (tres equipos menos) frente al mismo periodo de 2025 (109) y de 4,5% (cinco equipos menos) frente al segundo semestre de 2025 (111). Los taladros de perforación

promediaron 32 equipos, 10,5% (tres equipos adicionales) más que en el primer semestre de 2025 (29), mientras que los de mantenimiento promediaron 74 equipos, 7,3% (seis equipos menos) menos (80).

El semestre registró un máximo de 117 equipos en marzo, nivel no observado desde diciembre de 2023, y un mínimo de 91 en mayo, el menor de la serie desde noviembre de 2022, con 60 equipos de mantenimiento de pozos activos en un contexto de bloqueos en el Meta.

Los bloqueos registrados en Acacías, Castilla La Nueva y Guamal, asociados a diferencias en la interpretación del pago de dominicales por parte de la USO Subdirectiva Meta, tuvieron una duración de 64 días y afectaron locaciones, bases operativas y 16 equipos de mantenimiento de pozos (workover), que retomaron sus operaciones en julio. En mayo y junio, el número nacional de estos equipos se ubicó en 60 y 62 unidades, respectivamente, frente a 80 en abril. Se estima que la producción diferida por estos bloqueos se acercó a un millón de barriles de petróleo.

Proyecciones de taladros



En el acumulado de enero a agosto de 2026, el promedio de taladros activos fue de 108 equipos, lo que representa una disminución del 1,5 % (dos equipos menos) frente al mismo periodo de 2025, cuando se registraron 110 equipos. Por tipo de actividad, los taladros de perforación promediaron 32 equipos, con un incremento del 9,0 % (tres equipos más), mientras que los de mantenimiento alcanzaron un promedio de 76 equipos, lo que representa una reducción del 5,3 % (cuatro equipos menos). En 2025, el promedio anual fue de 110 equipos activos, distribuidos en 30 de perforación y 81 de mantenimiento.

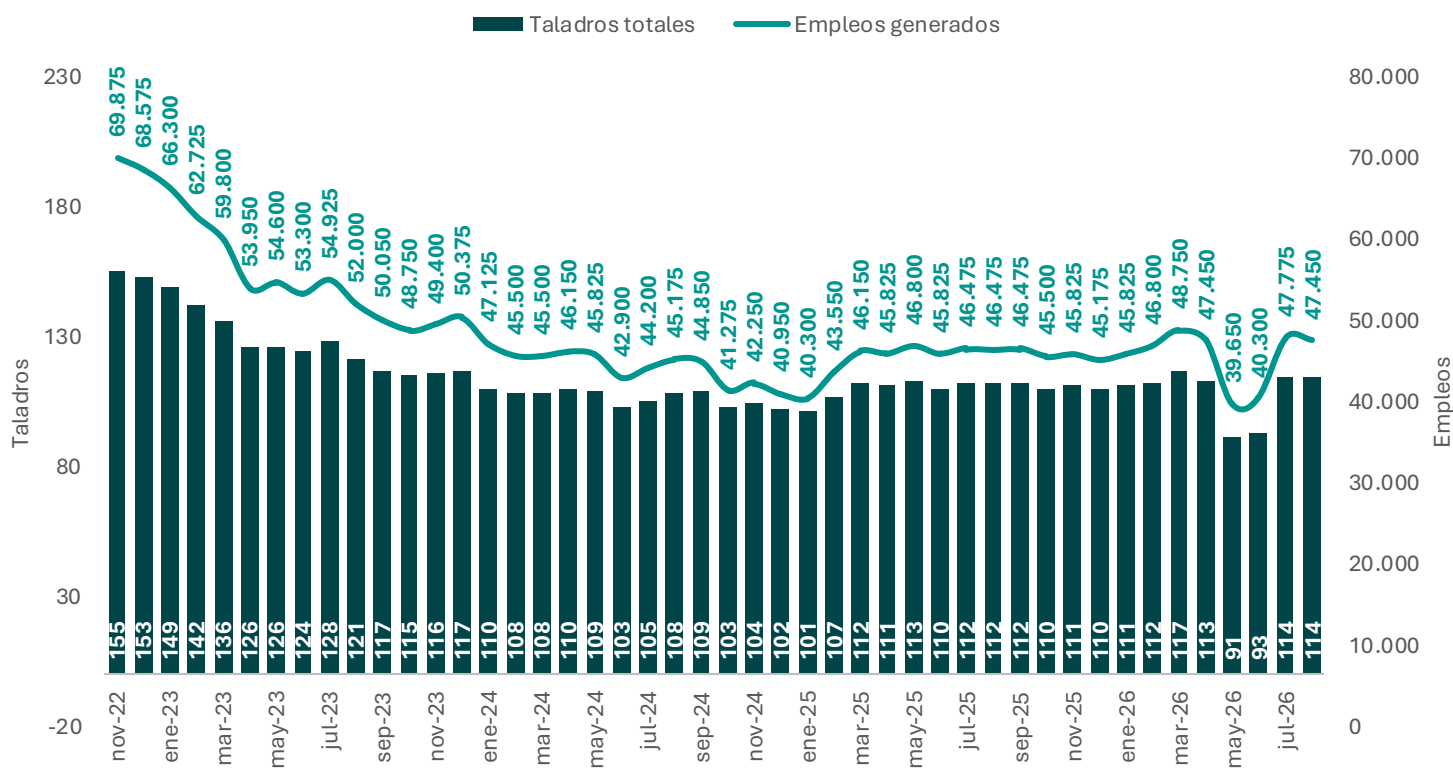
En agosto de 2026 se registraron 114 taladros activos, de los cuales 32 correspondieron a perforación y 82 a mantenimiento. Esta cifra se mantuvo estable frente a julio y representó un crecimiento del 1,8 % (dos equipos más) en comparación con agosto de 2025, cuando se contabilizaron 112 equipos.

Los taladros de perforación disminuyeron un 3,0 % (un equipo menos) frente a julio, aunque aumentaron un 3,2 % (un equipo más) en términos interanuales.

Por su parte, los equipos de mantenimiento crecieron un 1,2 % (un equipo más) en ambas comparaciones.

Para el último trimestre de 2026, se proyecta una tendencia de 115 equipos activos en septiembre y octubre, y 116 en noviembre. Se estima que los equipos de perforación aumenten progresivamente de 32 en septiembre a 34 en noviembre, mientras que los de mantenimiento se mantendrían con 83 equipos en septiembre y 82 en octubre y noviembre.

Taladros Totales vs Empleos generados



Fuente: CAMPETROL, cálculos CAMPETROL.

Taladros de perforación y mantenimiento de pozos

60

Taladros de perforación en
noviembre de 2022

23

Taladros de perforación en
enero de 2025

32

Taladros de perforación en
agosto de 2026

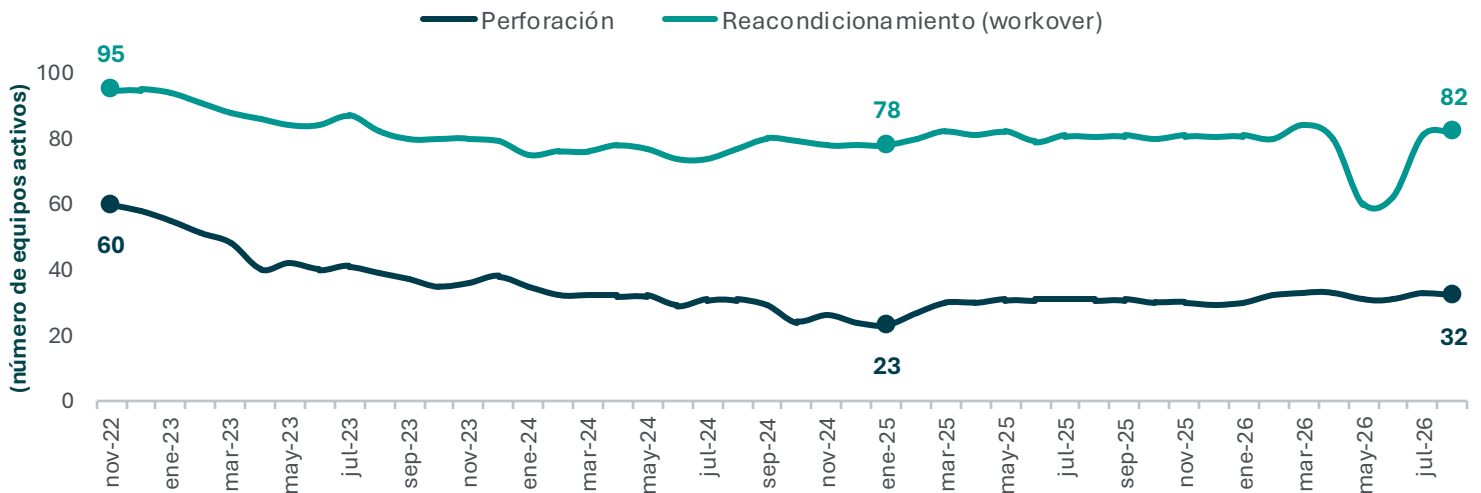
82

Taladros de mantenimiento
en agosto de 2026

Según el registro mensual de CAMPETROL, los taladros de perforación activos pasaron de 60 equipos en noviembre de 2022, mes de mayor actividad total posterior a la pandemia, a 23 en enero de 2025, el registro más bajo desde febrero de 2021. Desde entonces la actividad muestra una recuperación parcial: en agosto de 2026 se contabilizaron 32 taladros de perforación, 9 más que en enero de 2025 (+39,1%) y 28 menos que en noviembre de 2022 (-46,7%).

Los taladros de mantenimiento (workover) pasaron de 95 equipos en noviembre de 2022 a 78 en enero de 2025 y a 82 en agosto de 2026. En mayo y junio de 2026 se ubicaron en 60 y 62 equipos, en un contexto de bloqueos en el Meta, y en julio regresaron a 81. Entre enero y agosto de 2026 operaron en promedio 32 taladros de perforación y 76 de mantenimiento.

Taladros activos de perforación y mantenimiento de pozos



Fuente: CAMPETROL, cálculos CAMPETROL. Datos mensuales, noviembre de 2022 a agosto de 2026.

Promedio de taladros activos	2023	2024	2025	Ene-ago 2026
Perforación	42	30	30	32
mantenimiento (workover)	85	77	81	76

Nota: promedios calculados con la serie mensual de taladros activos.

Fuente: CAMPETROL, Actividad de taladros en Colombia, cálculos CAMPETROL.

Refinerías

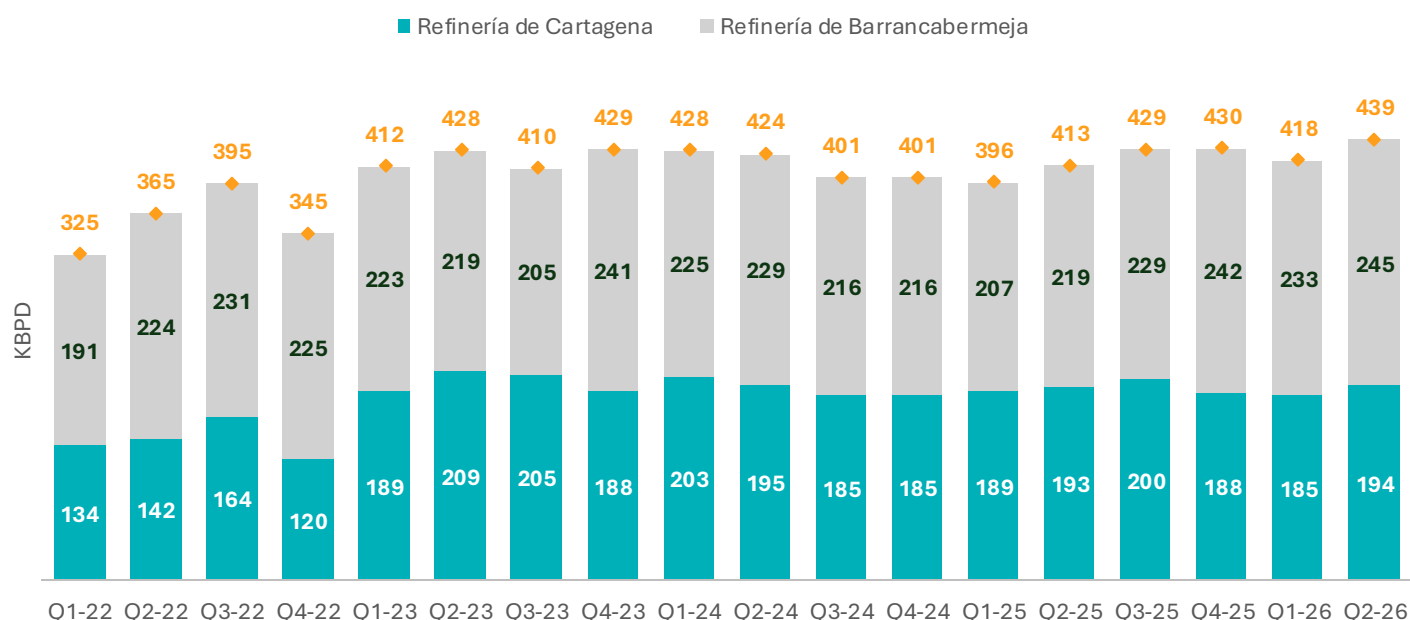
Durante el primer semestre de 2026, la carga del sistema de refinación promedió 428,1 KBPD, un aumento de 5,8% (+23,5 KBPD) frente al mismo periodo de 2025 (404,6 KBPD) y un nivel similar al del segundo semestre de 2025 (429,3 KBPD; -0,3%; -1,2 KBPD), según [Ecopetrol](#). En el segundo trimestre de 2026, último dato disponible, la carga alcanzó 438,6 KBPD, el mayor nivel trimestral registrado desde 2022, con incrementos de 6,1% (+25,3 KBPD) frente al segundo trimestre de 2025 (413,3 KBPD) y de 5,1% (+21,1 KBPD) frente al primer trimestre de 2026 (417,5 KBPD). La compañía reportó una disponibilidad operacional integrada cercana al 94% y un margen bruto integrado de \$29,8 USD/Bl en el trimestre, que asocia al fortalecimiento de los diferenciales internacionales de jet, diésel y gasolina.

La Refinería de Barrancabermeja promedió 239,0 KBPD en el semestre, 11,9% (+25,5 KBPD) más que en el primer semestre de 2025 (213,5 KBPD) y 1,5% (+3,5 KBPD) más que en el segundo semestre (235,5 KBPD), con un factor de utilización de 83,9%

(70,4% un año antes), una producción de refinados de 241,5 KBPD y un margen bruto de \$22,4 USD/Bl. En el segundo trimestre alcanzó una carga de 244,9 KBPD, 11,4% (+25,0 KBPD) por encima del mismo trimestre de 2025, que Ecopetrol asocia a una mayor disponibilidad de las unidades de proceso, la optimización de los esquemas de refinación y una mayor oferta de crudos livianos nacionales e importados.

Por su parte, la Refinería de Cartagena promedió 189,1 KBPD, 1,0% (-2,0 KBPD) menos que en el primer semestre de 2025 (191,1 KBPD) y 2,5% (-4,8 KBPD) menos que en el segundo semestre (193,9 KBPD), con un factor de utilización de 74,6% (81,8% un año antes), una producción de refinados de 183,2 KBPD y un margen bruto de \$25,4 USD/Bl. En el segundo trimestre su carga fue de 193,6 KBPD, 0,1% (+0,2 KBPD) más que en el mismo trimestre de 2025 y 4,9% (+9,0 KBPD) más que en el primer trimestre de 2026 (184,6 KBPD). En 2025, el sistema promedió 417,0 KBPD, 0,7% (+3,1 KBPD) más que en 2024 (413,9 KBPD).

Carga a refinerías



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

Segmento Midstream

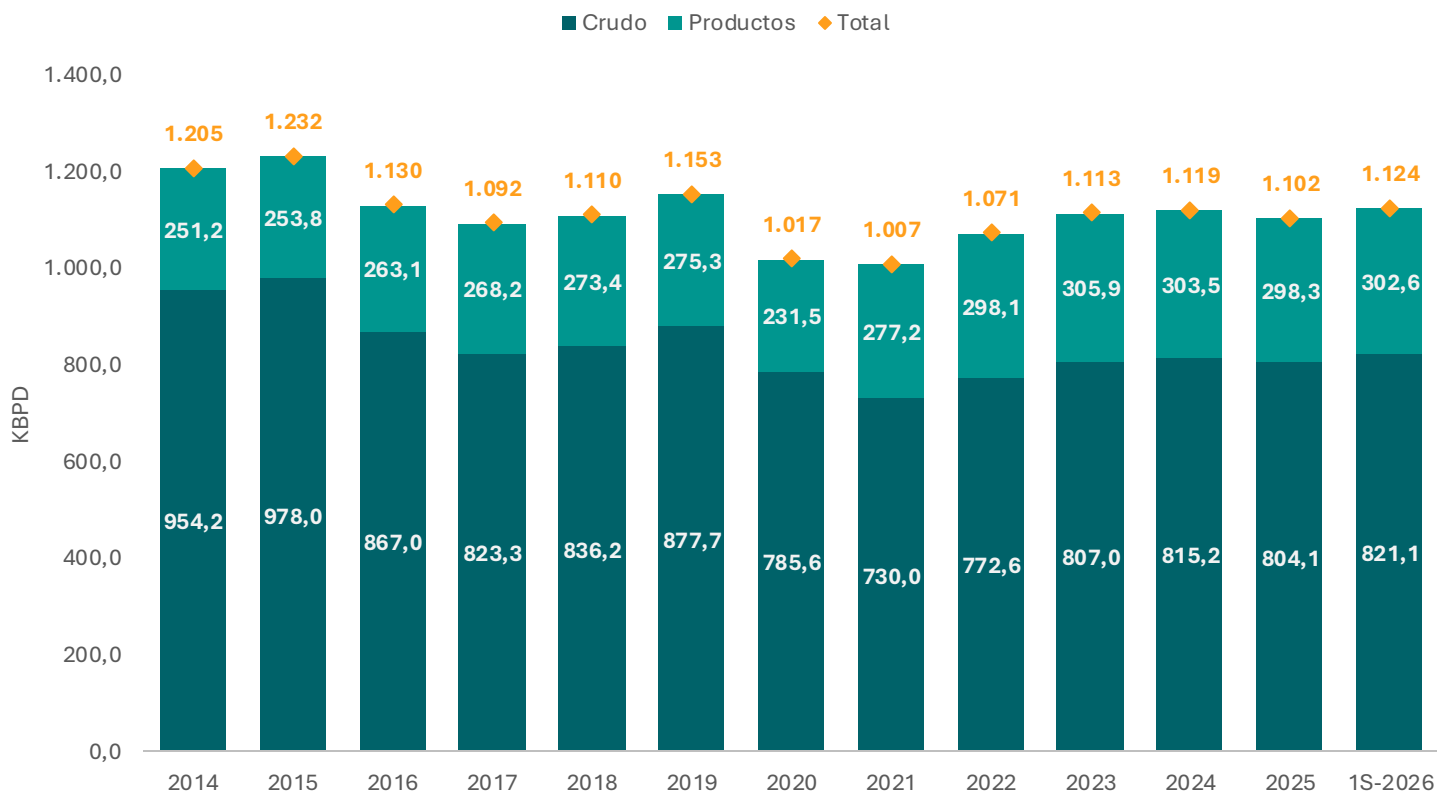
Durante el primer semestre de 2026, el volumen transportado por los oleoductos y poliductos del Grupo Ecopetrol promedió 1.123,7 KBPD, un aumento de 3,3% (+35,9 KBPD) frente al mismo periodo de 2025 (1.087,8 KBPD) y de 0,6% (+7,0 KBPD) frente al segundo semestre de 2025 (1.116,7 KBPD), según [Ecopetrol](#). En el segundo trimestre de 2026 el volumen alcanzó 1.125,1 KBPD, 3,8% (+41,1 KBPD) por encima del mismo trimestre de 2025 (1.084,0 KBPD). En 2025, el volumen total transportado fue de 1.102,4 KBPD, 1,5% (-16,3 KBPD) menos que en 2024 (1.118,7 KBPD).

El transporte de crudo promedió 821,1 KBPD en el semestre, 3,3% (+26,3 KBPD) más que en el primer semestre de 2025 (794,8 KBPD) y 1,0% (+8,0 KBPD) más que en el segundo semestre (813,1 KBPD). Ecopetrol explica este resultado por estrategias operativas y comerciales para incorporar volúmenes que estaban fuera de la red, la internación de crudo importado hacia la Refinería de Barrancabermeja

mediante la reversión del oleoducto Coveñas-Ayacucho de 16 pulgadas y mayores entregas de crudo Castilla Norte, que en conjunto compensaron la menor producción de crudo del país. En junio, la línea Ayacucho-Coveñas de 24 pulgadas alcanzó un récord de 100 KBPD, y en el segundo trimestre el 89,1% del crudo transportado fue propiedad del Grupo Ecopetrol.

El transporte de productos refinados promedió 302,6 KBPD, 3,3% (+9,6 KBPD) más que en el primer semestre de 2025 (293,0 KBPD) y 0,3% (-0,9 KBPD) menos que en el segundo semestre (303,5 KBPD); la compañía lo asocia a mayores entregas desde la Refinería de Barrancabermeja y al aumento de la capacidad de evacuación del sistema Galán-Bucaramanga. Las inversiones del segmento sumaron USD 110 millones (COP 0,4 billones) en el semestre, dirigidas a la continuidad operativa de oleoductos y poliductos mediante cruces, reparaciones mecánicas y trabajos de geotecnia.

Total evacuado



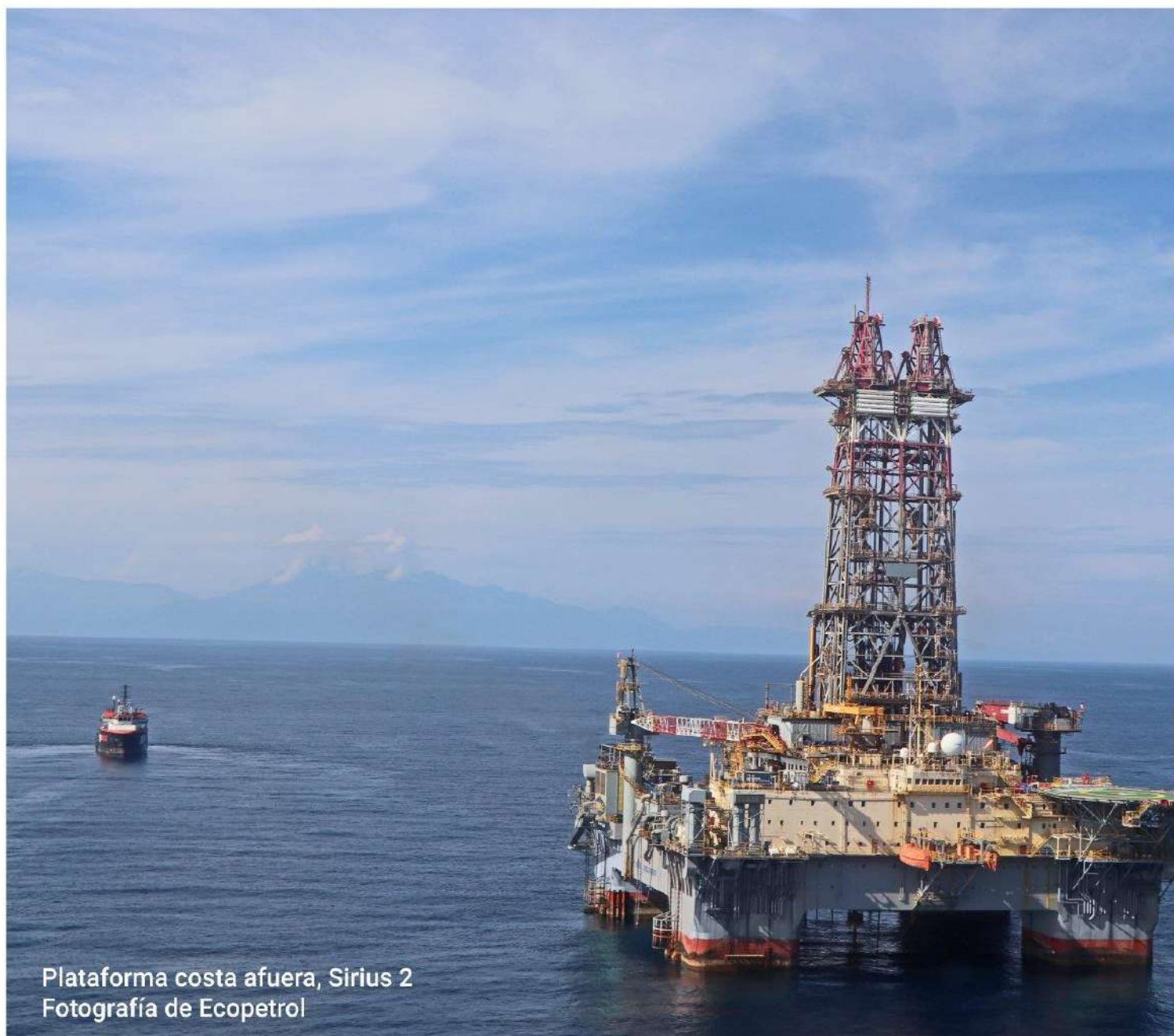
Fuente: [Ecopetrol](#), cálculos CAMPETROL.



CAMPETROL .org

Renovamos nuestra página web,
visítela ahora en
campetrol.org





Plataforma costa afuera, Sirius 2
Fotografía de Ecopetrol

Capítulo 4

Pilares y habilitadores para el crecimiento del país

Los pilares para el crecimiento del sector

Contexto general

Colombia enfrenta el desafío de sostener su producción de hidrocarburos y fortalecer su soberanía energética, en un contexto marcado por la madurez de los campos y por menores niveles de actividad.

En 2025, frente al promedio de 2024, la producción de petróleo pasó de 772,7 a 746,5 miles de barriles por día (KBPD), una disminución de 3,4%, y la producción comercializada de gas pasó de 958,5 a 794,2 millones de pies cúbicos por día (MPCD), una reducción de 17,1%, según la [ANH](#).

La tendencia se mantuvo entre enero y agosto de 2026. La producción de petróleo fiscalizado promedió 731,2 KBPD, 2,2% menos que en el mismo periodo de 2025 (16,1 KBPD menos), y la de gas comercializado 704,2 MPCD, con una reducción de 12,8% (103,7 MPCD menos). Al cierre de 2025, de acuerdo con el Informe de Recursos y Reservas (IRR) de la [ANH](#), las reservas probadas sumaron 2.020 millones de barriles (Mbl) de petróleo y 1.717 gigapiés cúbicos (Gpc) de gas, con relaciones reservas/producción (R/P) de 7,4 y 5,9 años.

Ante este escenario, el país cuenta con oportunidades concretas para recuperar y ampliar su capacidad productiva, articuladas en cuatro pilares:

1. Aumentar la producción de los campos existentes.
2. Desarrollar el potencial de gas costa afuera y en tierra.

3. Materializar el potencial de los yacimientos no convencionales (YNC).

4. Incrementar la actividad exploratoria.

Los cuatro pilares actúan sobre horizontes distintos y complementarios: maximizar el potencial de los campos en operación, incorporar nueva producción de gas, desarrollar recursos que amplían la base de reservas y generar nuevos descubrimientos que sostengan la oferta nacional.

Su materialización requiere condiciones que viabilicen la inversión, la producción y el desarrollo de los proyectos. Para ello se plantean cuatro habilitadores:

1. Ambiental, con licencias y consulta previa mediante procesos ágiles, predecibles.
2. Seguridad física, laboral y social para las personas y las operaciones.
3. Competitividad tributaria, de regalías e incentivos, con una carga fiscal competitiva y reglas claras.
4. Gobernabilidad institucional, con instituciones fuertes, coordinadas y eficientes que den estabilidad y continuidad a las políticas del sector.

Nota: los promedios de enero a julio de 2026 se calcularon con las cifras mensuales publicadas por la ANH.

Fuentes: [ANH, Estadísticas de producción fiscalizada de petróleo y gas 2024-2026](#); [ANH, Informe de Recursos y Reservas 2025](#).

Cuatro pilares y cuatro habilitadores

¿Cómo incrementar los ingresos de la Nación y recuperar la soberanía energética?



731,2 KBPD

Petróleo fiscalizado, ene – ago 2026 (-2,2% anual)

704,2 MPCD

Gas comercializado, ene - ago 2026 (-12,8% anual)

7,4 / 5,9 años

Relación R/P de petróleo y gas, cierre de 2025

10.540 Gpc

Recursos contingentes 3C de gas, cierre de 2025

Con reglas claras, instituciones eficientes y un entorno competitivo, los cuatro pilares activan el crecimiento de la producción, las reservas, el empleo y los ingresos de la Nación.

Fuentes: ANH, Estadísticas de producción 2025-2026; ANH, Informe de Recursos y Reservas 2025; ANH, Mora y Posada (2021), Yet to Find, lámina 22.



PILAR 1

Aumentar la producción de los campos existentes

La vía más inmediata: yacimientos conocidos, infraestructura instalada y operadores en el territorio

15,00%

Factor de recobro actual del país

18,71%

Factor de recobro último esperado

80.612 Mbl

Petróleo original en sitio (POES)

806 Mbl

Por cada punto de recobro, cerca de tres años de producción

Los campos en operación sostienen hoy la reposición de reservas del país. Según la [ANH](#), en 2025 se incorporaron 257 Mbl de petróleo: 177 Mbl por revisiones técnicas, 58 Mbl por proyectos de producción incremental y recobro mejorado (PPI y EOR) y 46 Mbl por reclasificaciones, frente a 4 Mbl de nuevos descubrimientos. Los factores económicos restaron 28 Mbl.

El factor de recobro mide cuánto del petróleo descubierto se convierte en producción. Con un POES de 80.612 Mbl, cada punto porcentual adicional equivale a cerca de 806 Mbl, unos tres años de la producción de 2025 (272 Mbl). El Valle Medio del Magdalena registra el menor factor de recobro entre las cuencas principales (11,60% actual y 13,65% último esperado).

1.358 Mbl

Recursos 3C de petróleo con contingencia ambiental o social (56%)

28 → 51

Proyectos EOR tramitados, 2020-2022 frente a 2023-2025

58 Mbl

Reservas incorporadas por PPI y EOR en 2025

Reservas probadas, POES y factor de recobro por cuenca, 2025

ID	Cuenca	1P (Mbl)	% 1P	POES (Mbl)	FR Último esperado (EUR/POES)	FR Actual (Prod Acum/POES)
1	LLANOS ORIENTALES	1.494	74,0%	41.695	20,11%	15,06%
2	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	309	15,3%	25.625	13,65%	11,60%
3	VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	77	3,8%	4.863	22,88%	20,44%
4	CORDILLERA ORIENTAL	65	3,2%	2.198	38,57%	34,33%
5	CAGUAN PUTUMAYO	64	3,2%	3.841	17,23%	14,26%
6	VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	6	0,3%	438	22,33%	18,68%
7	CATATUMBO	5	0,2%	1.952	24,41%	23,72%
Total		2.020	100%	80.612	18,71%	15,00%

Nota: 806 Mbl resulta de aplicar 1 punto porcentual al POES del IRR 2025.;

Fuentes: [ANH, Informe de Recursos y Reservas 2025.](#)


PILAR 1

Medidas propuestas para los campos existentes

La vía más inmediata: yacimientos conocidos, infraestructura instalada y operadores en el territorio

1. Producción incremental

Implementar los proyectos de producción incremental con criterios técnicos y económicos de elegibilidad, actividades y tecnologías reconocidas, requisitos mínimos de inversión y un portafolio priorizado.

Instrumento: Modificación de la Resolución MME 40530 de 2025 y Acuerdos del Consejo Directivo de la ANH

2. Inversión pagada con producción

Permitir que empresas de bienes y servicios y aliados ejecuten actividades del plan de desarrollo y se paguen con la producción incremental, sin afectar la deuda ni el registro de reservas del operador.

Instrumento: Lineamientos contractuales de remuneración por desempeño

3. Reactivar campos inactivos

Escalar el Proceso Permanente de Activos Productivos (PPAP), que vincula nuevos socios a campos sin actividad mediante participación compartida, cesión o venta.

Instrumento: Acuerdo ANH y rondas PPAP, sobre el modelo de la Resolución ANH 0560 de 2025

4. Proyectos en curso ante la ANLA

Mesa técnica para el piloto de inyección de aire de Chichimene, el área Guamal-Acacías y un criterio unificado para ajustar licencias de campos maduros.

Instrumento: Modificación de licencia o cambio menor

5. Madurar recursos contingentes

Incentivos regulatorios, contractuales y económicos para llevar a reservas los 1.358 Mbl con contingencia ambiental o social, con gestión socioambiental caso a caso.

Instrumento: Acuerdos ANH y coordinación ANLA-MinInterior

6. CCUS y geotermia

Expedir el marco de captura, uso y almacenamiento de carbono y de geotermia, con pilotos de recobro mejorado con CCUS en campos maduros y autogeneración en campo.

Instrumento: Decreto y resoluciones MME (marco nuevo)

Indicador de seguimiento. Factor de recobro último esperado frente al 18,71% del IRR 2025 y reservas incorporadas por PPI y EOR frente a los 58 Mbl de 2025.



PILAR 2

Desarrollar el potencial de gas costa afuera y en tierra

El gas descubierto equivale a seis veces las reservas probadas

1.717 Gpc

Reservas probadas de gas a dic-2025 (-16,8%)

5,9 años

Relación reservas/producción de gas

10.540 Gpc

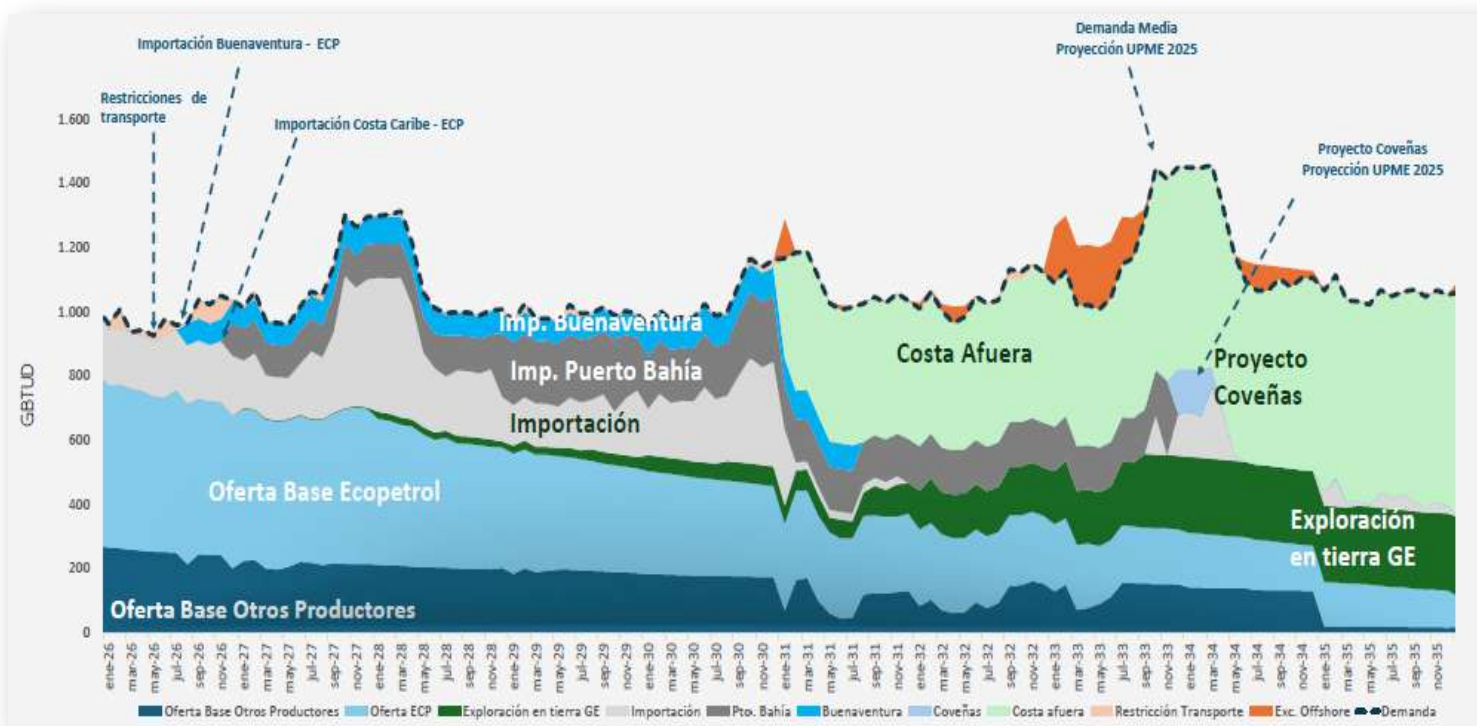
Recursos contingentes 3C de gas, 74,5% costa afuera

60 Gpc

Incorporación por descubrimientos en 2025 (+62%)

Según la [ANH](#), el 55% de los recursos contingentes 3C de gas (5.818 Gpc) tiene contingencias ambientales o sociales, y el 99,7% de ese volumen está costa afuera. Un 29% adicional (3.037 Gpc) depende de asuntos legales y contractuales. En conjunto, 84% del gas descubierto y no desarrollado depende de trámites y decisiones administrativas.

En el bloque GUA OFF-0 se suman Sirius, Copoazú-1 y Sandía-1, tercer descubrimiento del bloque, según [Ecopetrol](#). La compañía prevé la decisión final de inversión de Sirius en el cuarto trimestre de 2027 y la entrada de la regasificación de Buenaventura (60 GBTUD, giga BTU por día) en noviembre de 2026 y de Puerto Bahía (300 GBTUD) en el primer trimestre de 2027.



Fuente: [Ecopetrol](#). Proyección de oferta y demanda de gas con nuevas fuentes, en GBTUD.

Fuentes: [ANH](#), Informe de Recursos y Reservas 2025; [Ecopetrol](#), Reporte de resultados 2T 2026.


PILAR 2

Medidas propuestas para el gas

Oferta nacional, importaciones e infraestructura en una misma ruta

1. Costa afuera como PINES

Declarar los proyectos de gas costa afuera (Sirius, Komodo, KGG, entre otros) y su infraestructura como Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos, con coordinación de alto nivel.

Instrumento: Acto administrativo y documento CONPES (Ley 1682 de 2013)

2. Mesa exclusiva de trámites

Evaluación coordinada de instrumentos ambientales, consultas previas y permisos marítimos de los proyectos de gas, con aseguramiento de la evacuación comercial.

Instrumento: Lineamiento interinstitucional

3. Transporte y regasificación

Actualizar el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, lanzar las convocatorias de Jobo-Vasconia y Mariquita-Bogotá y acelerar SPEC, Ballena-Barrancabermeja y las bidireccionalidades.

Instrumento: PAGN y convocatorias UPME

4. Remuneración del transporte

Revisar la regulación de gasoductos de conexión, la metodología de remuneración del transporte e incentivos de confiabilidad, y evaluar una estampilla nacional.

Instrumento: Modificación de las Resoluciones CREG 033 de 2018 y 102-023 de 2026

5. Contratación anticipada

Masificar el Contrato Firme Sujeto a Condiciones para costa afuera, importación y YNC, para que los proyectos nuevos contraten antes de certificar reservas.

Instrumento: Decreto 1467 de 2024 y modificación de la Resolución CREG 102-24 de 2026

6. Gas en tierra

Mesa de seguimiento de alto nivel que priorice permisos, licencias, consultas, servidumbres y conexión de los proyectos de gas en tierra de corto plazo.

Instrumento: Mesa de seguimiento de alto nivel

Indicador de seguimiento. Avance de las consultas de Sirius, entrada de Buenaventura y Puerto Bahía, y migración de gas contingente a reservas en el IRR 2026.



PILAR 3

Materializar el potencial de los yacimientos no convencionales (YNC)

Un recurso de gran escala con reglas técnicas definidas

8.234 Mbl

Petróleo en lutitas, 4,1 veces las reservas probadas

167.000 Gpc

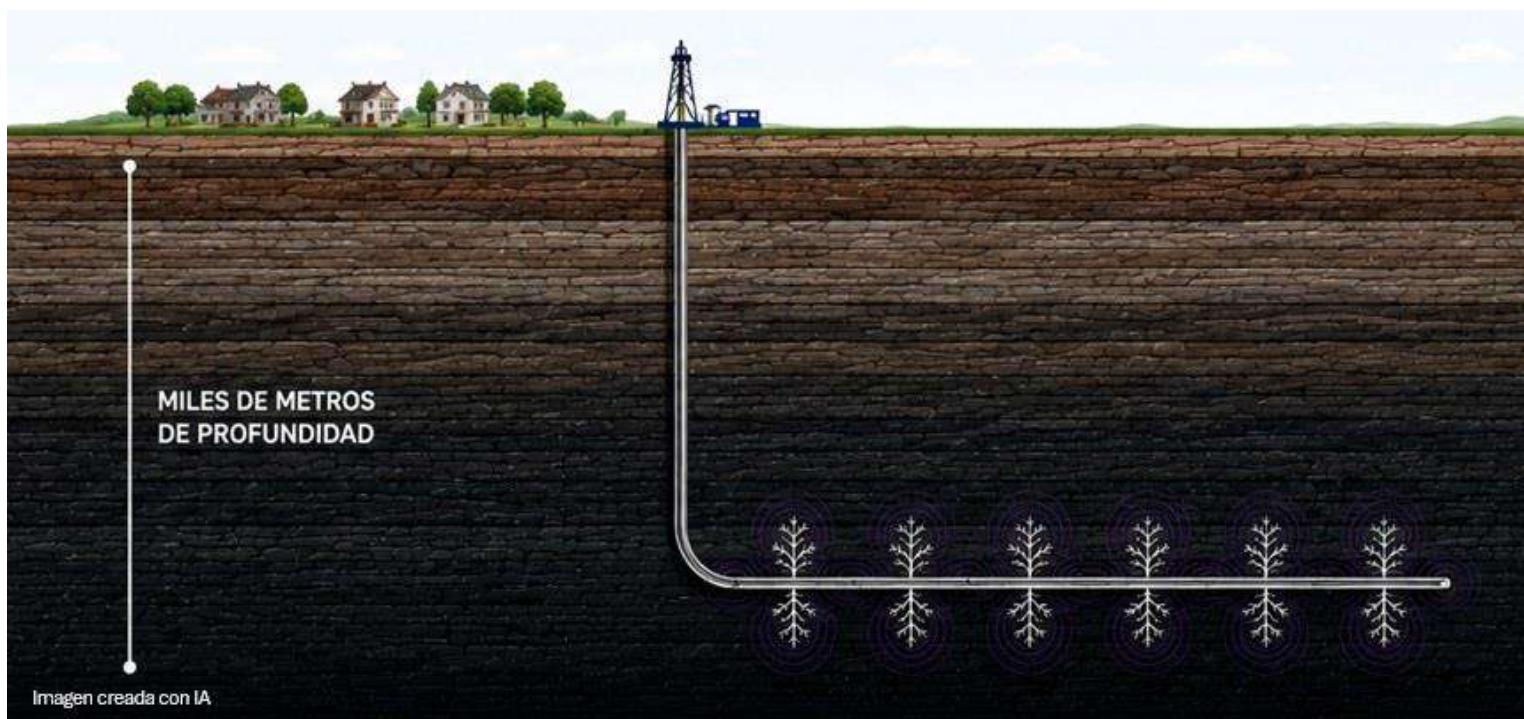
Gas en lutitas, 97 veces las reservas probadas

13.700 KBPD

Crudo de EE.UU. en 2025, con ≈71% de tight oil (2024)

Según la [ANH](#) (Mora y Posada, 2021), los recursos prospectivos recuperables de las lutitas suman 8.234 Mbl de petróleo y 167.000 Gpc de gas en cinco cuencas. La Formación La Luna comparte rangos de carbono orgánico y la Resolución 40185 de 2020 fija parámetros de integridad de pozos, distancias, monitoreo sísmico y manejo del agua para los pilotos.

Estados Unidos produjo 13.700 KBPD de crudo en 2025, récord mundial, según la [EIA](#), y en 2024 cerca del 71% provino de estas formaciones. En Argentina, los yacimientos no convencionales aportó el 71% del crudo en julio de 2026.



Fuente: Imagen creada con IA

Fuentes: [ANH, Mora y Posada \(2021\), Yet to Find, lámina 22](#); [ANH, IRR 2025](#); [EIA \(10-sep-2026\)](#); [EIA, STEO \(sep-2026\), tabla 10b](#); [EIA \(17-dic-2025\)](#); [Ecopetrol \(2019\)](#).


PILAR 3

Medidas propuestas para los yacimientos no convencionales

1. Marco para la fase comercial

Declarar los YNC fuente de interés nacional y habilitar su desarrollo comercial, incluido el gas metano asociado al carbón.

Instrumento: Decreto presidencial

2. Kalé y Platero

Verificar el estado de los expedientes y los trámites de licenciamiento ambiental ante la ANLA, e identificar las condiciones técnicas, ambientales y sociales necesarias para avanzar en el desarrollo de proyectos de yacimientos no convencionales.

Instrumento: Licenciamiento ambiental y decisiones judiciales aplicables.

3. Ley habilitante

Regalía diferencial para YNC y contratos de estabilidad jurídica y fiscal de largo plazo para inversiones intensivas en capital.

Instrumento: Proyecto de ley

4. Hoja de ruta y marco técnico

Documento CONPES con la hoja de ruta de los YNC y consolidación del marco técnico complementario, con desarrollo por fases y gestión progresiva del riesgo.

Instrumento: CONPES y revisión de las Resoluciones 0421 de 2014, 40185 de 2020, 40011 de 2021 y 0450 de 2021

5. Ronda exclusiva de YNC

Estructurar una ronda de asignación de áreas para YNC en las zonas de mayor potencial, con términos técnicos y fiscales competitivos.

Instrumento: Acuerdo ANH

Indicador de seguimiento. Consulta previa de los PPII y primer pozo perforado.

Fuentes: [MinEnergía, Decreto 3004 de 2013](#); [MinEnergía, Resolución 40185 de 2020](#); [Corte Constitucional, Sentencia T-514 de 2023](#).


PILAR 4

Incremento de la exploración

La exploración de hoy son las reservas de mañana

45

Pozos exploratorios en 2025, frente a 87 en 2022

32

Pozos exploratorios ene-ago 2026 (+18,5%)

740,2 km

Sísmica 2D equivalente en 2025 (2.811 km en 2024)

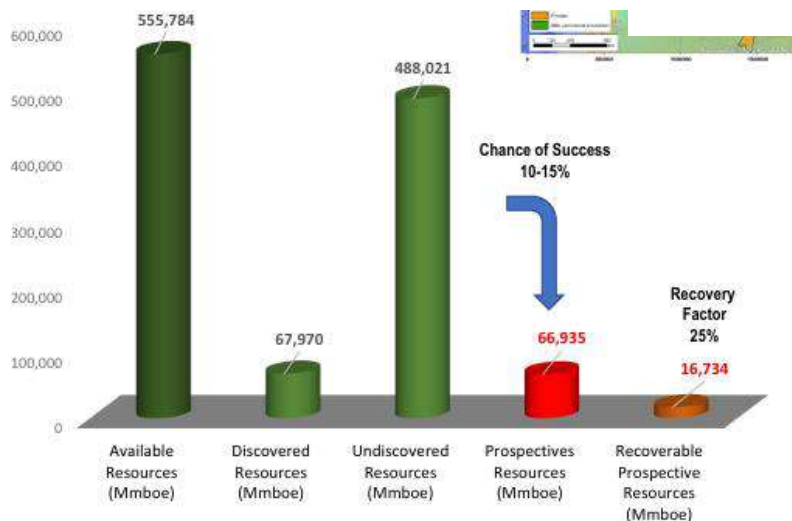
En 2025 los nuevos descubrimientos incorporaron 4 Mbl de petróleo y 60 Gpc de gas a las reservas probadas, según la [ANH](#). En su informe de gestión, la misma [ANH](#) reportó 9 avisos de descubrimiento frente a una meta de 10.

El potencial por descubrir es amplio. La evaluación de la ANH estima 16.734 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe) de recursos prospectivos recuperables en yacimientos convencionales.

Novedad: la ANH reactiva la exploración (septiembre y octubre de 2026)

El 22 de septiembre, la [ANH](#) presentó una ruta técnica para reactivar la exploración, fortalecer el conocimiento del subsuelo y retomar la promoción de áreas, sin procesos de asignación desde 2021. El 1 de octubre la [ANH](#) inició los Ciclos Regionales de Conocimiento del Subsuelo en cinco regiones, como preparación de los procesos de asignación proyectados para 2027. Posteriormente, mediante la [Resolución 0614 de 2026](#), reservó áreas disponibles en el Mapa de Tierras para adelantar estudios técnicos previos a su eventual oferta.

Potencial de recursos convencionales - Yet to Find de Colombia



Nota: La estimación corresponde a los **recursos convencionales - Yet to Find**. Los valores están expresados en **Mboe (millones de barriles de petróleo equivalente)** y corresponden a la evaluación de la **ANH de 2021**.

Fuentes: [ANH, Informe de Recursos y Reservas 2025](#); [ANH, Informe de Gestión 2025](#); [ANH, Mora y Posada \(2021\), Yet to Find](#); [ANH](#); [ANH, Ciclos Regionales de Conocimiento del Subsuelo](#).


PILAR 4

Medidas propuestas para la exploración

Conocimiento del subsuelo, asignación de áreas y condiciones para invertir

1. Proceso Permanente de Asignación

Lanzar un nuevo Proceso Permanente de Asignación de Áreas por portafolios (convencional, no convencional y costa afuera), con un calendario público.

Instrumento: Acuerdo ANH

2. Contratos y cesiones

Flexibilizar las condiciones de los contratos suspendidos, agilizar cesiones y ventas de participación, y sanear o reasignar áreas con activos productivos.

Instrumento: Acuerdo ANH

3. Precios Unitarios

Suspender los Precios Unitarios en los contratos vigentes y eliminar la inversión remanente en los contratos futuros, como referencia solo para pólizas y garantías.

Instrumento: Acuerdo ANH

4. Reactivación de la perforación

Plan nacional con remuneración por disponibilidad de taladros, incentivos para la movilización de equipos y mecanismos de permanencia operativa.

Instrumento: Lineamiento y programa sectorial

5. Mapa de tierras y alistamiento

Actualizar el mapa de tierras, impulsar el ordenamiento ambiental de áreas libres y contratar los estudios técnicos de alistamiento de áreas.

Instrumento: Acto administrativo e inversión ANH

6. Información técnica abierta

Ampliar el acceso al Banco de Información Petrolera y adquirir sísmica regional en cuencas frontera para reducir la incertidumbre exploratoria.

Instrumento: Plan de inversión técnica de la ANH

Indicador de seguimiento. Pozos exploratorios y kilómetros de sísmica por semestre, contratos con actividad exploratoria y reservas incorporadas por nuevos descubrimientos.

Fuentes: [ANH, ruta técnica en el Congreso de ACIPET](#); [ANH, Informe de Gestión 2025](#).


HABILITADOR 1

Ambiental: licencias y consulta previa

Procesos ágiles, predecibles y basados en riesgo, con participación temprana de las comunidades

56% / 55%

Recursos 3C de petróleo y gas con contingencia ambiental o social

120

Comunidades certificadas en la consulta previa de Sirius

Según la [ANH](#), 1.358 Mbl de petróleo y 5.818 Gpc de gas en recursos contingentes 3C tienen contingencias ambientales o sociales.

La consulta previa se basa en el Convenio 169 de la OIT (Ley 21 de 1991) y la conduce la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa del [Ministerio del Interior](#). La [Corte Constitucional](#), en la Sentencia SU-123 de 2018, precisó el criterio de afectación directa. En Sirius, según [Ecopetrol](#), son 120 comunidades certificadas en la consulta previa.

1
Certificación

La autoridad determina si hay afectación directa.

2
Preconsulta y apertura

Se acuerda la ruta con las comunidades.

3
Talleres y preacuerdos

Se identifican impactos y medidas.

4
Protocolización

Se formalizan los acuerdos y su seguimiento.

Anuncio del Gobierno nacional (septiembre de 2026)

El Gobierno nacional y el Ministerio del Interior anunciaron que la consulta previa y el licenciamiento ambiental avanzarían en forma paralela y autónoma.

Presentación del plan de transformación de Consulta Previa (octubre de 2026)

El Ministerio del Interior presentó un plan de descongestión, transformación y digitalización de la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa, con el objetivo de reducir el represamiento de trámites en 90 días y fortalecer la agilidad, la trazabilidad y la transparencia de los procedimientos.

Fuentes: [ANH](#), [IRR 2025](#); [ANLA](#), [evaluación de licencias ambientales](#); [ANLA al Día \(mayo de 2026\)](#); [MinInterior](#), [Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa](#); [Corte Constitucional](#), [SU-123 de 2018](#); [Ecopetrol](#), [Reporte 2T 2026](#); [Instagram](#)



HABILITADOR 1

Medidas para licencias ambientales y consulta previa

Plazos definidos y trámites coordinados entre autoridades

1. Licenciamiento ágil

Reducir términos de evaluación, limitar requerimientos sucesivos de información, crear la ventanilla única.

Instrumento: Modificación del Decreto 1076 de 2015 y reforma de la Ley 99 de 1993

2. Criterios de evaluación

Actualizar los manuales de la ANLA, ampliar las líneas de inversión del 1% y estandarizar los criterios de evaluación para dar predictibilidad a las decisiones.

Instrumento: Manual y lineamiento

3. Ley de consulta previa

Plazos máximos por etapa, criterios objetivos de legitimación, límites a consultas sucesivas y cierre del proceso, con garantías para las comunidades.

Instrumento: Proyecto de ley estatutaria

4. Trámite paralelo

Formalizar que la consulta previa y la licencia ambiental avancen al mismo tiempo, con competencias y plazos diferenciados.

Instrumento: Decreto reglamentario

5. Ordenamiento y contratos

Armonizar las figuras de ordenamiento territorial con el mapa de tierras de la ANH y los contratos vigentes, con la consulta previa que corresponda.

Instrumento: Revisión de los Decretos 044, 1275 y 780 de 2024, 0488 y 0033 de 2025, y 0514 de 2026

6. Costa afuera

Mesa técnica ANLA-operador para los condicionamientos de las licencias costa afuera y alistamiento del equipo evaluador para 2026-2027.

Instrumento: Modificación de licencia y seguimiento

Indicador de seguimiento. Tiempo promedio de evaluación de licencias, consultas previas protocolizadas por semestre y recursos contingentes con contingencia ambiental o social en cada IRR.


HABILITADOR 2

Seguridad física, laboral y social

Condiciones para las personas, las operaciones y las comunidades en los territorios

1363

Bloqueos durante 2025

+93%

 Retiro de válvulas ilícitas en
6M-2026

10,8 KBPD

 Producción diferida en 2025
por situaciones de orden
público

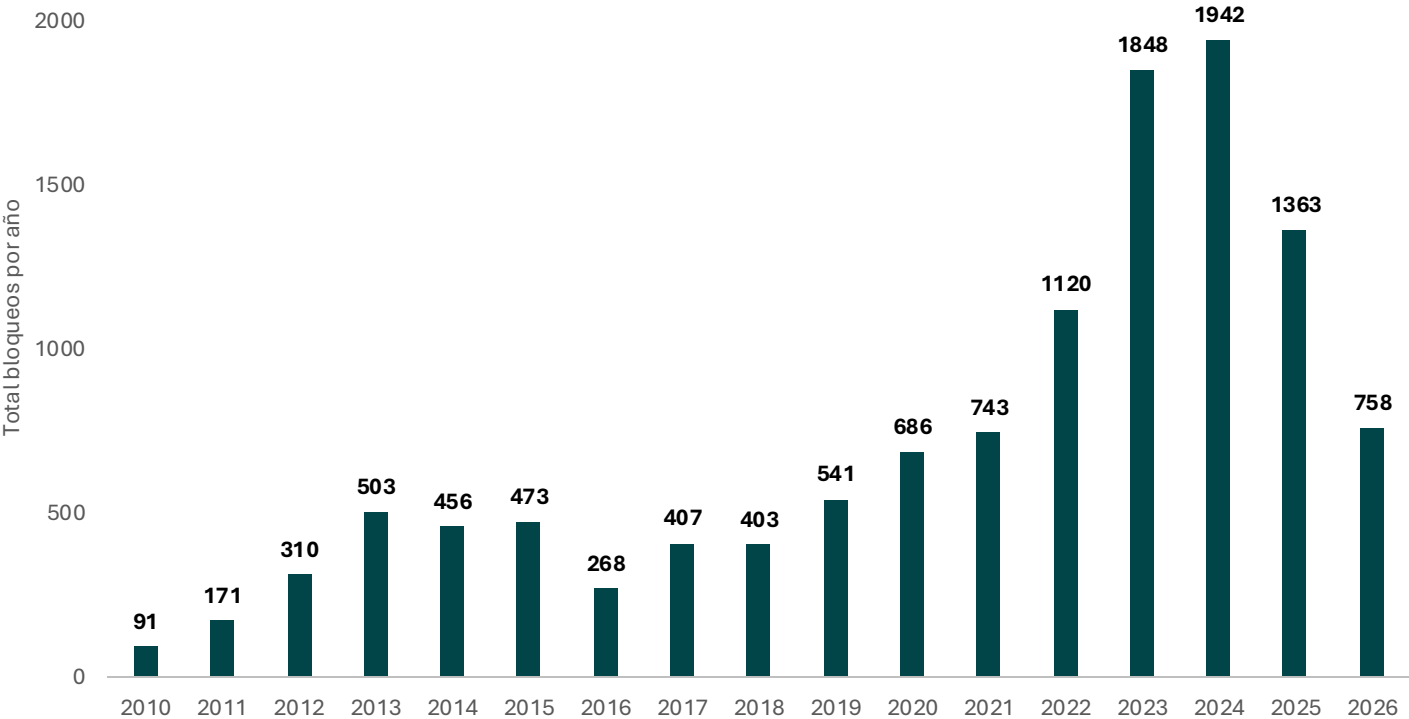
1,3 Mbl

 Impacto de eventos de
entorno en la producción de
Ecopetrol

Según [Ecopetrol](#), en el primer semestre se registraron 7 eventos de afectación por terceros a su red de transporte, frente a 20 en el mismo periodo de 2025, y el retiro de válvulas ilícitas aumentó 93%. Las válvulas ilícitas restringieron cerca de 11,5 KBPD durante el semestre.

Los eventos de entorno siguen incidiendo en la operación. La misma compañía reportó un impacto acumulado de 1,3 Mbl en su producción del semestre, concentrado en mayo y junio por bloqueos en los campos CPO-9, Chichimene y Castilla. La seguridad también incluye las condiciones laborales y la contratación local en las regiones productoras.

Número de bloqueos por año



Fuentes: ACP y Ecopetrol S.A., CAMPETROL
2026 = Acumulado Ene - Jun


HABILITADOR 2
Medidas propuestas de seguridad

Protección de la infraestructura y diálogo temprano

1. Prevención de bloqueos

Fortalecer el marco para prevenir y atender bloqueos de vías, con definición del inicio del bloqueo ilegal e intervención oportuna y proporcional de las autoridades.

Instrumento: Proyecto de ley; revisión de los Decretos 003 y 004 de 2021 y 1066 de 2015

2. Infraestructura

Activar un comando unificado de seguridad energética y declarar la infraestructura energética activo estratégico de la Nación.

Instrumento: Decretos

3. Régimen de explosivos

Régimen diferencial para actividades especializadas del sector, como el cañoneo de pozos, con continuidad operativa y seguridad.

Instrumento: Modificación del Decreto ley 2535 de 1993 y de los Decretos 334 de 2002 y 1886 de 2015

4. Empleo local

Metas graduales por región y actividad, gestión de vacantes como obligación de medio y un sistema nacional de certificación de residencia.

Instrumento: Art. 80 de la Ley 2294 de 2023; Decretos 1072 de 2015 y 2852 de 2013

5. Transporte especial

Reconocer el arrendamiento de vehículos en el transporte especial y un régimen para sectores estratégicos, con reglas uniformes en los territorios.

Instrumento: Modificación del Decreto 1079 de 2015

6. Seguridad laboral

Fortalecer los sistemas de gestión de seguridad y salud en el trabajo de la cadena de bienes y servicios, con indicadores comunes de desempeño.

Instrumento: Decreto 1072 de 2015 (SG-SST)

Indicador de seguimiento. Eventos de afectación por terceros, válvulas ilícitas retiradas y producción diferida por eventos de entorno, por semestre y frente al mismo periodo del año anterior.


HABILITADOR 3

Competitividad: tributación, regalías e incentivos

Carga fiscal competitiva y reglas claras para atraer inversión de largo plazo

35%

Tarifa general del impuesto de renta

0 a 15 pts

Sobretasa de renta para petróleo según el precio

\$67,73 USD/Bl

Brent promedio de 2025 fijado por la ANH

\$8,4 billones

Recaudo de regalías en 2025

La [Ley 2277 de 2022](#) estableció una sobretasa del impuesto de renta para la extracción de petróleo que depende del Brent: 0 puntos si el promedio anual es igual o inferior al percentil 30 de la serie histórica, 5 puntos entre los percentiles 30 y 45, 10 entre 45 y 60, y 15 por encima del 60. Para 2025 la [ANH](#) fijó un Brent promedio de \$67,73 USD/Bl, inferior al percentil 30 (\$70,56 USD/Bl), por lo que la sobretasa fue de 0 puntos.

En el primer semestre de 2026 el Brent promedió \$91,7 USD/Bl, según la [EIA](#). Si el promedio anual supera el percentil 60, la tarifa para el sector incrementaría un 15%. La [Corte Constitucional](#), en la Sentencia C-489 de 2023, declaró inexecutable la no deducibilidad de las regalías en el impuesto de renta. La [ANH](#) reportó en 2025 un recaudo de regalías de \$8,4 billones de pesos.

2. Extracción de petróleo crudo CIU- 0610, así:

Puntos adicionales en la tarifa del impuesto sobre la renta	Condición de adición de los puntos adicionales
Cero (0) puntos adicionales Cero por ciento (0%)	Cuando el precio promedio del respectivo año gravable objeto de declaración se encuentre por debajo del percentil treinta (30) de los precios promedio mensuales de los últimos ciento veinte (120) meses, sin incluir el precio de los meses transcurridos en el año de la declaración.
Cinco (5) puntos adicionales Cinco por ciento (5%)	Cuando el precio promedio del respectivo año gravable objeto de declaración se encuentre entre el percentil treinta (30) y cuarenta y cinco (45) de los precios promedio mensuales de los últimos ciento veinte (120) meses, sin incluir el precio de los meses transcurridos en el año de la declaración.
Diez (10) puntos adicionales Diez por ciento (10%)	Cuando el precio promedio del respectivo año gravable objeto de declaración se encuentre por encima del percentil cuarenta y cinco (45) y entre el percentil sesenta (60) de los precios promedio mensuales de los últimos ciento veinte (120) meses, sin incluir el precio de los meses transcurridos en el año de la declaración.
Quince (15) puntos adicionales	Cuando el precio promedio del respectivo año gravable objeto de declaración se encuentre por encima del percentil sesenta (60) de los precios promedio mensuales de los últimos ciento veinte (120) meses, sin incluir el precio de los meses transcurridos en el año de la declaración.

Fuentes: [Ley 2277 de 2022, art. 10](#); [ANH, Resolución 051 de 2026](#); [EIA, Brent spot price \(mensual\)](#); [Corte Constitucional, C-489 de 2023](#); [ANH, Informe de Gestión 2025](#).


HABILITADOR 3
Medidas propuestas de competitividad

Reglas fiscales previsibles que acompañen el ciclo de inversión

1. Renta y sobretasa

Eliminar la sobretasa para nuevos contratos, revisar la tarifa de renta y la tasa mínima de tributación, y reactivar la deducción por inversión en activos fijos productivos.

Instrumento: Proyecto de ley que modifique la Ley 2277 de 2022 y el Estatuto Tributario (art. 158-3)

2. Flujo de caja

Derogar el impuesto al patrimonio con tarifa diferencial, vigente hasta el 31 de diciembre de 2026, y estabilizar las tarifas de autorretención.

Instrumento: Decreto Legislativo 0173 de 2026 y Decreto 572 de 2025

3. Regalías diferenciales

Regalías diferenciales y variables para costa afuera, YNC y campos maduros, y menor Factor X en producción incremental.

Instrumento: Modificación de las Leyes 756 de 2002 y 2056 de 2020

4. Régimen de fomento 2026-2040

Amortización acelerada, exención de IVA a bienes de capital, arancel temporal para equipos estratégicos y zonas de fomento energético.

Instrumento: Ley del PND 2026-2030, Estatuto Tributario y Arancel de Aduanas

5. Estabilidad de largo plazo

Régimen de nuevas inversiones con estabilidad jurídica por 30 años, como el RIGI argentino, y una ley de seguridad energética.

Instrumento: Proyectos de ley

6. Costos regulatorios

Ajustar con gradualidad el umbral de telemetría, cuyos plazos la ANH suspendió hasta marzo de 2027 (Res. 0592 de 2026), y las exigencias de abandono, y expedir la nueva metodología tarifaria de oleoductos.

Instrumento: Resolución ANH 651 de 2025, Resolución MME 40164 de 2026 y metodología MME de oleoductos

Indicador de seguimiento. Participación estatal en la renta, inversión en exploración y producción, y contratos firmados bajo los nuevos regímenes.

Fuentes: [Ley 2277 de 2022](#); [ANH, suspensión de las obligaciones de telemetría \(30-sep-2026\)](#).

Notas de interés #1

El RIGI argentino y la estabilidad a largo plazo

En julio de 2024 Argentina creó, con la Ley 27.742, Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI). Está dirigido a proyectos de gran tamaño en energía, minería, infraestructura y tecnología, y ofrece reglas fijas durante el plazo en que se desarrolla el proyecto.

Para el petróleo y el gas, el Decreto 105 de 2026 fijó un mínimo de \$600 MUSD para nuevos desarrollos en tierra y lo bajó a \$200 MUSD para costa afuera.

30 años

Estabilidad tributaria, aduanera y cambiaria desde la adhesión

25% frente a 35%

Tasa de renta del proyecto frente a la tarifa general

USD 200 millones

Mínimo general de inversión (USD 600 millones para hidrocarburos en tierra)

Qué recibe quien adhiere

- Estabilidad por 30 años en lo tributario, aduanero y cambiario
- Renta de 25% sobre el proyecto y dividendos de 7%, que bajan a 3,5% desde el año 7
- Importación de bienes de capital sin aranceles y exportaciones sin derechos desde el año 3
- Libre disponibilidad de las divisas de exportación: 20%, 40% y 100% en los años 2, 3 y 4
- Arbitraje internacional en las controversias con el Estado

Qué aporta a cambio

- Una empresa nueva dedicada exclusivamente al proyecto (el "Vehículo de Proyecto Único", VPU)
- El mínimo de inversión del sector
- Compras a proveedores locales por al menos 20% de la inversión, cuando haya oferta competitiva
- Evaluación del Estado en hasta 45 días hábiles; el silencio no equivale a aprobación
- Adhesión abierta hasta el 8 de julio de 2027

Qué significa la estabilidad. Según la guía de la Cancillería, los beneficios del RIGI no pueden verse afectados por derogaciones ni por normas más gravosas durante los 30 años. En las provincias que adhieren, según Ámbito, tampoco pueden crearse gravámenes locales nuevos, salvo tasas por servicios efectivamente prestados. Un proyecto de petróleo y gas invierte años antes de producir, de modo que conocer de antemano la renta, los

derechos de importación y el acceso a divisas es parte de cómo se evalúa.

Súper RIGI. Es una ampliación en trámite, desde \$1.000 MUSD, para inteligencia artificial, centros de datos, refinación de cobre y baterías de litio, con renta de 15%. Diputados la aprobó el 24 de junio de 2026 y se encuentra a la espera de su definición en el senado.

Nota: el texto completo de la Ley 27.742 no estuvo disponible en línea; las tasas y plazos se tomaron de ARCA, Cancillería y los decretos. El alcance sobre tributos provinciales proviene de Ámbito (fuente secundaria). La frase final del primer párrafo de análisis es lectura de CAMPETROL.

Fuentes: [Boletín Oficial \(Ley 27.742\)](#); [Decreto 105/2026](#); [Cancillería, guía para inversores](#); [ARCA](#); [Ámbito](#); [Chequeado](#); [Parlamentario](#)

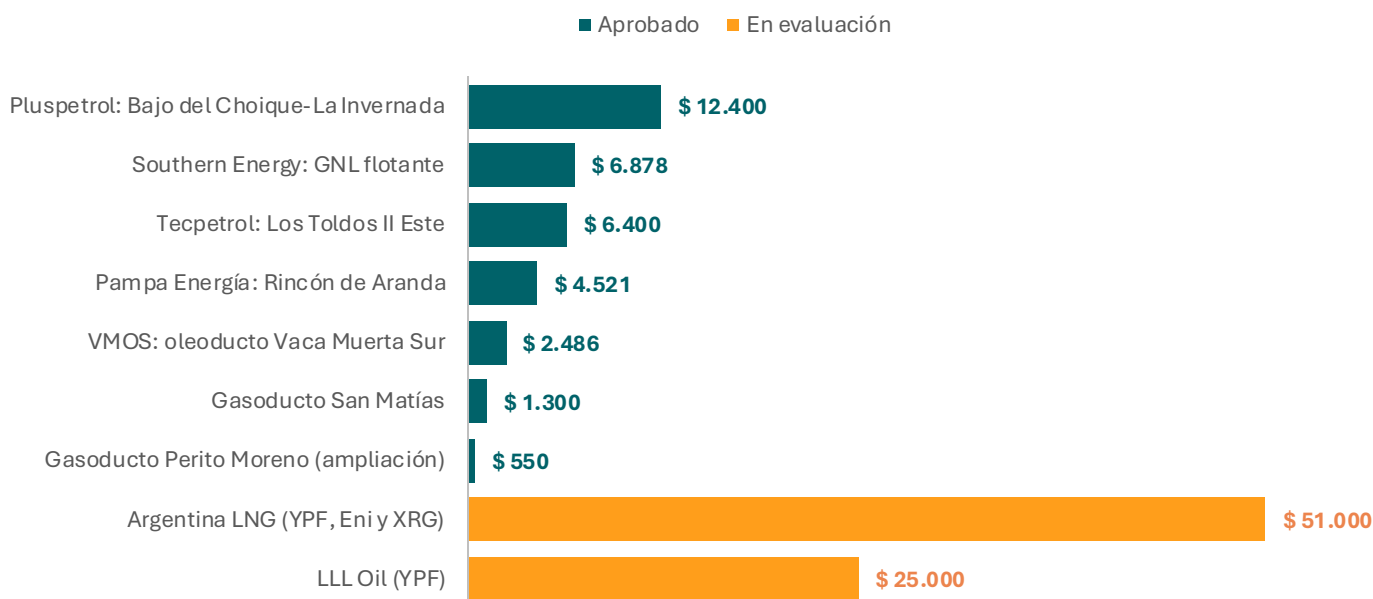
Notas de interés #1

Argentina: el RIGI en petróleo y gas

Al 18 de septiembre de 2026, el RIGI tenía 23 proyectos aprobados por \$49.766 MUSD y 25 en evaluación por \$159.713 MUSD, según La Nación. Energía concentra \$30.666 MUSD de lo aprobado.

Cada monto es la inversión que la empresa presentó para todo el proyecto, que se ejecuta en varios años; no es un desembolso ya hecho.

Proyectos de petróleo y gas en el RIGI (USD millones)



Qué incluyen. El proyecto de Pluspetrol contempla más de 620 pozos horizontales y 4 plantas, con una meta de 50.000 b/d en la primera fase y más de 100.000 b/d en la segunda. El de Tecpetrol apunta a 35.000 b/d en el primer trimestre de 2027 y 70.000 b/d a mediados de ese año. Son proyectos por fases y de varios años, el tipo de inversión al que se dirige la estabilidad de 30 años. Los dos más grandes en evaluación son de GNL y de crudo (\$76.000 MUSD en conjunto).

Lo que aún se discute. El Banco Central reportó un flujo neto de divisas de \$762 MUSD hasta marzo de 2026 desde los proyectos aprobados, mientras el Gobierno esperaba \$1.920 MUSD de los primeros 12 en dos años. A falta de una cifra oficial, el Centro de Economía Política Argentina (CEPA), un centro de estudios privado, estima el costo fiscal en \$1.813 MUSD al año con los proyectos en operación plena, con un rango de \$1.307 a \$2.362 MUSD.

Nota: los montos son los informados por las empresas o el Gobierno al aprobarse cada solicitud. El proyecto de Pluspetrol (2-oct-2026) es posterior al corte del 18-sep de los totales. Los gasoductos y VMOS salen de la lista de El Eco (5-jun-2026). Las cifras de aprobados difieren según fuente y fecha (Ministerio de Economía, 11-jun: 16 proyectos y \$29.892 MUSD).

Fuentes: [La Nación \(18-sep-2026\)](#); [Infobae](#); [El Cronista](#); [Nuevo Diario de Salta](#); [El Eco](#); [Mejor Energía \(Paspartú\)](#); [IndustrialInfo](#); [Chequeado](#); [CEPA](#)

Notas de interés #1

Colombia: los contratos de estabilidad jurídica

Colombia ya tuvo una ley para dar estabilidad al inversionista: la Ley 963 de 2005, que creó los contratos de estabilidad jurídica. Su alcance fue menor que el del RIGI. Se limitaba a mantener las normas que el contrato identificaba como determinantes de la inversión, no incluía beneficios propios como una tasa de renta reducida o acceso a divisas, duraba hasta 20 años frente a 30 y se negociaba contrato por contrato. Entre 2006 y 2014 se firmaron 69 contratos.

Cómo funcionaba: Si una de las normas identificadas cambiaba de forma adversa, se seguía aplicando la original durante el contrato; si cambiaba a favor, el inversionista podía aprovecharlo. A cambio, pagaba una prima anual de 1% de la inversión (0,5% en períodos improductivos), se comprometía a ejecutarla y el incumplimiento podía terminar el contrato.

Por qué dejó de firmarse: La Ley 1607 de 2012 la derogó con efecto desde el 26 de diciembre de 2012. Según actualícese, la medida buscó que el Estado no quedara atado de antemano en su política tributaria. Los contratos firmados siguen vigentes por su plazo, y como el último se firmó en 2014 y el máximo era de 20 años, algunos podrían extenderse hasta 2034.

Comparación con el RIGI: La tabla pone ambos instrumentos lado a lado. Además de la estabilidad por 30 años en lo tributario, aduanero y cambiario, el RIGI incluye beneficios propios y se obtiene por adhesión a una ley. La siguiente diapositiva plantea qué tendría que definir un instrumento colombiano con ese alcance.

Cómo se comparan

Aspecto	Ley 963 de 2005 (Colombia)	RIGI (Argentina)
Cómo se accede	Contrato negociado con el Estado	Adhesión de un vehículo de propósito único, con evaluación del proyecto
Plazo de estabilidad	De 3 a 20 años, según el contrato	30 años desde la adhesión
Qué cubre	Las normas que el contrato identificaba; en lo tributario, renta y patrimonio y no los impuestos indirectos	Normas tributarias, aduaneras y cambiarias
Costo y mínimo	Prima anual de 1% de la inversión (0,5% en períodos improductivos) y mínimo de 7.500 salarios mínimos mensuales	Mínimo de \$200 MUSD (\$600 MUSD para hidrocarburos en tierra)

Nota: el número de contratos (69, de 2006 a 2014) es de Innovar (2017). La cobertura tributaria de la Ley 963 se tomó de actualícese (fuente secundaria) y debe confirmarse con el texto de la ley.

Fuentes: [Ministerio de Comercio](#); [actualícese, Ley 963](#); [actualícese, derogatoria](#); [Innovar \(2017\), 69 contratos](#); [Cancillería](#); [Decreto 105/2026](#)

Notas de interés #1

¿Qué tendría que definir un instrumento de este tipo?

Una vez revisado el alcance del RIGI argentino y el antecedente colombiano de los contratos de estabilidad, cabe plantearse la posibilidad de un RIGI colombiano. Argentina reunió en una sola ley la estabilidad, los incentivos tributarios y aduaneros y el acceso a divisas para proyectos de gran tamaño y largo plazo, mientras que la Ley 963 cubrió solo la primera de esas piezas y dejó de firmarse en 2012. Un instrumento colombiano de este tipo requiere definir elementos desde quién entra hasta cómo se hace seguimiento, y revisa qué implicaría para el sector y para las empresas de bienes y servicios.

Qué podría atender. Un instrumento de este tipo podría darles a los proyectos de largo plazo reglas conocidas durante todo el plazo de la inversión. La figura de estabilidad contractual que ofreció la Ley 963 hasta 2012 ya no está disponible para proyectos nuevos, y las reglas de renta difieren de las del RIGI: en Colombia es 35% y, en la extracción de petróleo, se suma una sobretasa de 0 a 15 p.p. según el precio, frente al 25% del RIGI, una diferencia de 10 a 25 p.p.

Qué definió el RIGI y qué tendría que definirse en Colombia

Elemento	Qué definió el RIGI	Qué tendría que definir Colombia
Quién entra	Proyectos desde \$200 MUSD (\$600 MUSD para nuevos desarrollos de hidrocarburos en tierra)	El monto mínimo y las actividades cubiertas: exploración, desarrollo, transporte y servicios
Estabilidad	30 años en lo tributario, aduanero y cambiario	El plazo y las normas incluidas, por ejemplo renta, sobretasa y aranceles
Divisas y aduanas	Libre disponibilidad escalonada de divisas y exención de derechos de importación	Si el instrumento incluiría un componente cambiario y aduanero
Proveedores locales	Piso de 20% de la inversión en compras locales cuando haya oferta competitiva	Si habría una regla de compras locales y cómo se mediría
Decisión y seguimiento	Hasta 45 días hábiles y arbitraje internacional	Quién decide, en cuánto tiempo y cómo se hace seguimiento a lo comprometido

Qué significaría para bienes y servicios. El RIGI fija un piso de 20% de compras a proveedores locales por proyecto cuando hay oferta competitiva. Si un instrumento colombiano incluyera una regla equivalente, las empresas de bienes y servicios tendrían una referencia de demanda por el plazo del proyecto. En Argentina, los proyectos de Pluspetrol (más de 620 pozos horizontales) y Tecpetrol (de 35.000 a 70.000 b/d en 2027) muestran el tipo de actividad que esa regla cubre.

Qué tendría que equilibrar: Un régimen de este tipo tiene un costo. En Argentina el CEPA estima el costo fiscal en USD 1.813 millones al año con 12 proyectos en operación plena (rango de USD \$1.307 a \$2.362 MUSD), y el Banco Central reportó USD \$762 MUSD netos de divisas hasta marzo de 2026. Un instrumento colombiano tendría que estimar su costo fiscal y definir qué compromisos de inversión y compras exigiría a cambio.

Nota: las cifras de Colombia son de la ANH (Informe de Recursos y Reservas 2025 y estadísticas de producción 2025-2026), como se usan en el capítulo 5 de este Balance. La columna de Colombia es una propuesta de definiciones de CAMPETROL, no una descripción de una norma existente.


HABILITADOR 4

Gobernabilidad institucional

Instituciones coordinadas que den estabilidad y continuidad a las políticas del sector

La gobernabilidad se mide en la capacidad de las instituciones para decidir a tiempo y de forma coordinada. Según la [ANH](#), de los 356 contratos vigentes, 59 tienen actividades exploratorias y no se han realizado procesos de asignación de áreas desde 2021. La agencia anunció un cronograma de asignación con portafolios segmentados.

En 2025 la [ANH](#) normalizó y reactivó 9 contratos, 150% de su meta, y recaudó \$1,8 billones por derechos económicos, 104,9% de lo programado. El país cuenta con figuras de coordinación para proyectos estratégicos, como los Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (PINES) de la Ley 1682 de 2013.

Entidades que concurren en un proyecto de hidrocarburos

MinEnergía y ANH

Política, contratos y fiscalización

MinAmbiente y ANLA

Licencias y seguimiento

MinInterior

Consulta previa

MinHacienda y DNP

Régimen fiscal, regalías y PINES

CREG y UPME

Regulación y planeación del gas

MinDefensa

Protección de infraestructura



El 5 de octubre de 2026, el Gobierno Nacional realizó el primer Comité Intersectorial de Hidrocarburos de la actual administración, con la participación de entidades estratégicas para coordinar acciones y priorizar proyectos de gas, recursos contingentes, yacimientos no convencionales y recobro mejorado, orientados a fortalecer la soberanía energética del país.


HABILITADOR 4

Medidas propuestas de gobernabilidad

Coordinación, planeación y seguimiento público

1. Instancia presidencial

Una figura de coordinación para la reactivación energética, con mesas trimestrales público-privadas, tableros de seguimiento y documentos CONPES de YNC, gas y conflictividad.

Instrumento: Decreto y CONPES

2. Planeación sectorial

Actualizar el PAGN, expedir el Plan Nacional de Seguridad Energética y Autosuficiencia en Gas 2026-2035 y el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos.

Instrumento: Actos administrativos

3. Foco de la ANH

Revisar la delegación de funciones sobre fuentes no convencionales de energía para concentrar a la ANH en la exploración y producción de hidrocarburos.

Instrumento: Revisión de la Resolución MME 40234 de 2023

4. Capacidad técnica

Seguir fortaleciendo los equipos técnicos de las entidades gubernamentales y la autoridad de consulta previa, con tiempos de respuesta medibles.

Instrumento: Planes institucionales

5. Agenda regulatoria

Publicar el cronograma de asignación de áreas y la agenda regulatoria anual del sector, con fechas verificables.

Instrumento: Acuerdos ANH y agendas regulatorias de MinEnergía y CREG

6. Tablero público de trámites

Seguimiento en línea del estado de licencias, consultas, permisos y contratos de cada proyecto estratégico.

Instrumento: Sistema de información interinstitucional

Indicador de seguimiento. Procesos de asignación de áreas realizados, tiempos de respuesta de las entidades y continuidad de las políticas sectoriales entre gobiernos.



IX Cumbre del
**Petróleo, Gas
y Energía**

DECISIONES PARA CRECER,
ENERGÍA PARA AVANZAR

Convierte tu asistencia **en nuevas oportunidades**

Participa en la Rueda de Negocios.

¿Por qué **ser parte?**

-  Reuniones estratégicas con empresas clave del sector.
-  Conexiones comerciales con potenciales aliados y clientes.
-  Agenda de citas para generar encuentros de valor para tu compañía en nuestra Rueda de Negocios.

Más información:

Carlos Hong: +57 310 859 0558 / carlos.hong@tsmint.com



Puerto Wilches, Santander
Fotografía de la Alcaldía de Puerto Wilches

Capítulo 5

Yacimientos no convencionales (*Fracking*)

¿Qué son los yacimientos no convencionales?

El Decreto 3004 de 2013, expedido por el [Ministerio de Minas y Energía](#), define el yacimiento no convencional (YNC) como la formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. La norma incluye en esta categoría el gas y el petróleo en arenas y carbonatos apretados (tight), el gas metano asociado a mantos de carbón (CBM), el gas y el petróleo de lutitas (shale), los hidratos de metano y las arenas bituminosas.

El hidrocarburo es el mismo de un campo convencional. Lo que cambia es la roca. En un yacimiento convencional el petróleo migró desde la roca generadora hasta una roca almacén porosa y permeable, sellada en la parte superior. En las lutitas el petróleo y el gas permanecen en la roca generadora, de grano muy fino y rica en materia orgánica, con permeabilidades de matriz del orden de 0,01 a 0,00001 milidarcies (mD), según el [Departamento de Energía de EE.UU.](#) (DOE). Para que el fluido llegue al pozo a tasas comerciales hay que crear una red de fracturas.

Tipos de Yacimientos No Convencionales

Generalidades

Yacimientos No Convencionales



Tipos de

Yacimientos No Convencionales

Yacimientos de metano asociado a mantos de carbón (Coalbed Methane)

Gas natural extraído de capas de carbón.

Yacimientos de gas y crudo apretado (Tight Gas/Oil)

Petróleo/Gas Natural contenido en rocas con baja porosidad y permeabilidad.

Yacimientos de gas y crudo asociado a lutitas (Shale Gas/Oil)

Petróleo/Gas Natural que se encuentra en un tipo de roca con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad denominado *shale* o roca generadora.

Yacimientos de arenas bituminosas

Arenas impregnadas en petróleo extra pesado, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad, el cual se extrae mediante técnicas mineras de cielo abierto.

Yacimientos de hidratos de metano

Compuestos de metano en estado sólido similar al hielo, que se encuentra en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m.

Fuente: [Ecopetrol \(2019\)](#).

Siete parámetros que usa la ANH para evaluar las lutitas

0,6-3%

Madurez
térmica (Ro)

>4%

Carbono
orgánico total
(COT)

≥15 m

Espesor neto

>100

Índice de
saturación de
aceite (OSI)

**1.220-
3.660 m**

Profundidad

>6%

Porosidad
orgánica

<40%

Contenido de
arcilla

Según la [ANH](#) (Mora y Posada, 2021), los umbrales provienen de los plays productores de Norteamérica. El contenido de arcilla se relaciona con la fragilidad de la roca: una lutita con más cuarzo o carbonatos se fractura con mayor facilidad y sostiene mejor la red de fracturas.

Nota: la profundidad de 1.220-3.660 m corresponde a 4.000-12.000 pies del documento original; se utilizó el factor de conversión 1 pie = 0,3048 m.

Fuentes: [MinEnergía, Decreto 3004 de 2013](#); [DOE \(2009\), Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer, p. ES-3](#); [ANH, Mora y Posada \(2021\), Yet to Find Evaluation for Conventional and Unconventional Hydrocarbons in Colombian Basins, lámina 16](#); [Ecopetrol \(2019\), Expectativas del fracking en Colombia](#).

YNC, fracturamiento hidráulico y FH-PH : tres conceptos

Los tres se refieren a cosas diferentes. El primero describe el tipo de roca donde está el hidrocarburo; el segundo, una técnica de estimulación que la industria aplica desde hace décadas; el tercero, la combinación específica de pozo horizontal y fracturamiento por etapas que hace posible producir lutitas y rocas apretadas a escala comercial.

YNC

Un tipo de yacimiento

Roca con baja permeabilidad primaria que requiere estimulación para producir, según el [Decreto 3004 de 2013](#). Agrupa lutitas, arenas y carbonatos apretados, gas de mantos de carbón, hidratos de metano y arenas bituminosas.

Responde a: ¿Dónde está el hidrocarburo?

Fracturamiento hidráulico - FH

Una técnica de estimulación

Bombeo de un fluido a presión superior a la de fractura de la roca para abrir fisuras sostenidas con arena. Se aplica desde hace más de medio siglo, según la [Comisión de Expertos \(2019\)](#), en pozos verticales o desviados de campos convencionales, en una o pocas etapas.

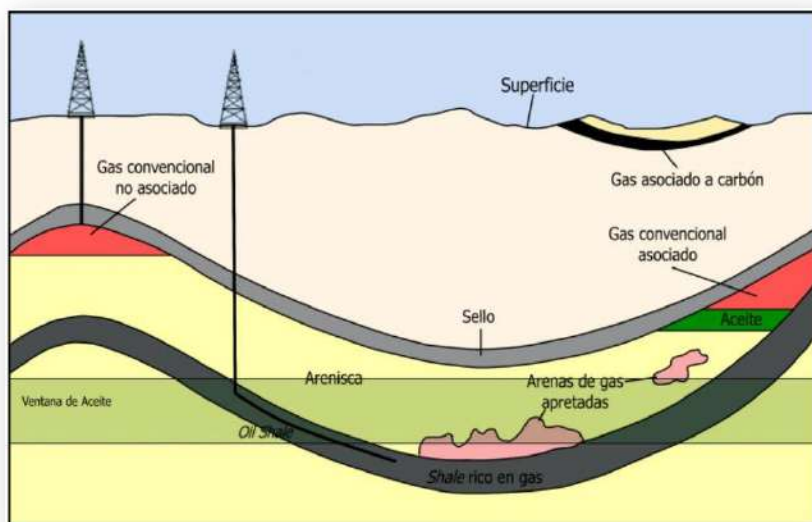
Responde a: ¿Cómo se mejora el flujo hacia el pozo?

FH-PH

Fracturamiento Hidráulico multietapa con Perforación Horizontal

El pozo navega dentro de la roca generadora a lo largo de una sección lateral y se fractura en decenas de etapas aisladas. La [Resolución 40185 de 2020](#) lo define como la inyección por etapas, a presiones controladas, de agua, propante y aditivos.

Responde a: ¿Cómo se produce una lutita a escala comercial?



Fuente: [ANH, Mora y Posada \(2021\), Yet to Find, lámina 16](#). Corte esquemático de yacimientos convencionales y no convencionales.

FH-PH: Fracturamiento Hidráulico en Pozo Horizontal

Fuentes: [MinEnergía, Decreto 3004 de 2013](#); [MinEnergía, Resolución 40185 de 2020, art. 2](#); [Comisión Interdisciplinaria Independiente \(2019\), Informe sobre efectos ambientales y económicos de los YNC](#); [ANH, Mora y Posada \(2021\), Yet to Find, lámina 16](#).

Cómo se relacionan

Todo FH-PH es un fracturamiento hidráulico. La diferencia está en el pozo horizontal, en el número de etapas y en el volumen de roca estimulado.

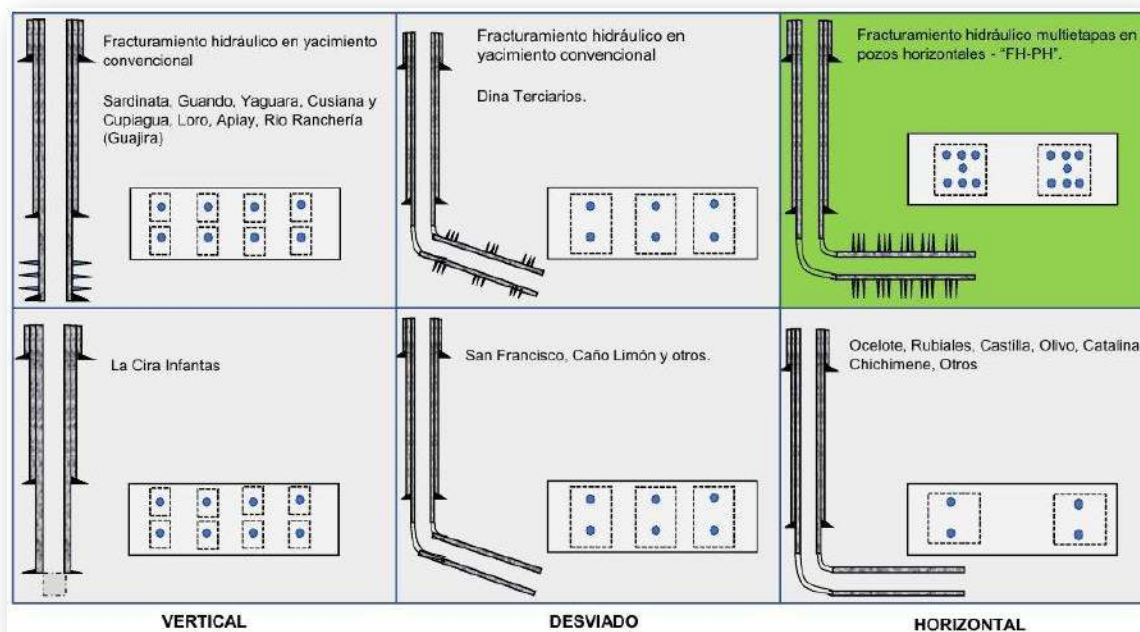
La técnica depende del tipo de YNC. El gas de mantos de carbón se produce retirando el agua de la formación para liberar el gas adsorbido, y las arenas bituminosas se explotan con minería o métodos térmicos. El FH-PH es la técnica de las lutitas y las rocas apretadas.

En Colombia, la Resolución 40185 de 2020 regula el FH-PH en YNC dentro de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII).

Fracturamiento hidráulico convencional y FH-PH

En su forma convencional, el fracturamiento hidráulico se usa en pozos verticales o desviados, en una o pocas etapas, para mejorar la productividad de areniscas y carbonatos que ya fluyen. En Colombia, [Ecopetrol](#) lo ha aplicado en campos como Sardinata, Guando, Yaguará,

Cusiana, Cupiagua, Loro, Apiay, La Cira Infantas, Dina Terciarios, San Francisco y Caño Limón. El FH-PH toma esa misma técnica y la lleva a un pozo que avanza kilómetros horizontalmente dentro de la roca generadora, con decenas de etapas a lo largo de la sección lateral.



Fuente: [Ecopetrol \(2019\)](#). El recuadro verde corresponde al FH-PH; los demás, a técnicas que se usan en campos colombianos.

Característica	Fracturamiento hidráulico convencional	FH-PH en yacimientos no convencionales
Roca objetivo	Areniscas y carbonatos con flujo natural	Lutitas y rocas apretadas de 0,01 a 0,00001 mD (DOE)
Pozo	Vertical o desviado	Vertical, curva y sección lateral; 3.312 m de lateral promedio en la Pérmica en 2025 (EIA)
Etapas	Una o pocas en el intervalo productor	Decenas de etapas aisladas a lo largo del lateral
Propósito	Mejorar la productividad cerca del pozo	Crear una red de fracturas en un gran volumen de roca
Agua por pozo	Proporcional a las pocas etapas	5.700 a 60.600 m ³ , según formación y diseño (USGS)
Locación	Usualmente un pozo por locación	Multipozo: 6 a 8 horizontales acceden al volumen de 16 verticales (DOE)

Nota: 3.312 m equivalen a 10.867 pies (1 pie = 0,3048 m); 5.700-60.600 m³ equivalen a 1,5-16 millones de galones (1 galón = 0,003785 m³).

Fuentes: [Comisión Interdisciplinaria Independiente \(2019\)](#); [Ecopetrol \(2019\)](#), [Expectativas del fracking en Colombia](#); [DOE \(2009\)](#), [Modern Shale Gas Development: A Primer](#), pp. ES-3, ES-4 y 14; [USGS, How much water does the typical hydraulically fractured well require?](#); [EIA \(19-ago-2026\)](#), [Longer wells boost Permian crude oil and natural gas production](#).

Cómo se ejecuta el FH-PH

El ciclo de un pozo con FH-PH combina la perforación horizontal, que lleva el pozo a navegar dentro de la formación objetivo, con el fracturamiento por etapas, que estimula la sección lateral tramo por tramo. La [Resolución 40185 de 2020](#) del Ministerio de Minas y Energía fija las condiciones técnicas de cada paso para los PPII. El ciclo completo sigue seis pasos.

1

Locación multipozo

Se adecúa una plataforma desde la que se perforan varios pozos.

2

Sección vertical

Revestimientos de acero cementados aíslan los acuíferos someros.

3

Curva y lateral

El pozo gira y avanza dentro de la lutita a lo largo de uno a varios kilómetros.

4

Fracturamiento por etapas

Se cañonea, se bombea fluido con arena y se aísla cada tramo con un tapón.

5

Retorno del fluido

El agua que regresa se trata, se reutiliza o se dispone en pozos autorizados.

6

Producción y monitoreo

Presión, caudal y microsismicidad se registran en tiempo real.



Imagen creada con IA, con base en el [American Petroleum Institute](#) y en la [Resolución 40185 de 2020](#).

Parámetros de integridad que exige la Resolución 40185 de 2020

45,7 m

Revestimiento de superficie por debajo del acuífero en uso

300 / 800 psi

Resistencia del cemento a 24 y 72 horas

100%

Prueba del revestimiento a la presión de fractura, 15 min, caída $\leq 5\%$

500 m

Separación vertical entre la sección horizontal y el acuífero

1 km

Distancia mínima a fallas geológicas con buzamiento hacia el pozo

Nota: 45,7 m equivalen a los 150 pies de la norma (1 pie = 0,3048 m).

Fuentes: [MinEnergía](#), [Resolución 40185 de 2020](#), arts. 10 a 15; [American Petroleum Institute](#), [Hydraulic Fracturing Primer](#).

Uso y reúso del agua

5.700 a 60.600 m³

Agua por pozo con fracturamiento en EE.UU., según formación y diseño (USGS)

>98%

Proporción de agua y arena en el fluido de fracturamiento (DOE)

16.300 m³

Promedio por evento de fracturamiento en la cuenca del Susquehanna (SRBC)

82%

Agua reutilizada por Ecopetrol en sus operaciones en 2025

El volumen de agua de un pozo con FH-PH depende de la formación, de la longitud lateral y del número de etapas. Según el [USGS](#), el rango va de 5.700 a 60.600 m³ por pozo. En la cuenca del río Susquehanna, la comisión que administra el recurso, la [SRBC](#), registra 16.300 m³ por evento de fracturamiento, de los cuales el 16% proviene de fluidos de retorno reutilizados. El fluido es en más de un 99% agua y arena; el resto corresponde a aditivos con funciones definidas,

como reducir la fricción, según el [DOE](#).

Colombia ya trata y reutiliza agua de producción a gran escala. De acuerdo con [Ecopetrol](#), en 2025 la compañía reutilizó 181,0 millones de m³, el 82% de sus requerimientos operativos, y en los campos Castilla y Rubiales destinó 3,9 y 0,4 millones de m³ de agua de producción tratada al riego de cultivos forestales.



Imágenes creadas con IA. Datos: [Ecopetrol \(2025\)](#).

Manejo del agua de retorno en los PPII (Resolución 40185 de 2020)

Análisis previo

Riesgos y análisis geoquímico, con identificación de radionucleidos naturales (art. 18)

≤ 90%

Presión máxima de inyección en pozos de disposición frente a la presión de fractura (art. 25)

Semanal

Reporte de volúmenes y presiones de inyección al ente fiscalizador (art. 26)

Nota: los volúmenes de USGS (1,5-16 millones de galones) y SRBC (4,3 millones de galones) se convirtieron con el factor 1 galón = 0,003785 m³.

Fuentes: USGS, [How much water does the typical hydraulically fractured well require?](#); SRBC (2017), [Natural Gas Development fact sheet](#); DOE (2009), [Modern Shale Gas Development: A Primer](#); Ecopetrol, [Gestión integral del agua](#); MinEnergía, [Resolución 40185 de 2020](#).

Monitoreo sísmico y huella superficial

<1 Mw

Magnitud típica de los microsismos del fracturamiento en Barnett y Marcellus (BGS)

2h + 20 km

Radio del cilindro de monitoreo sísmico, con 16 km de profundidad (SGC)

 $M \geq 4$

Magnitud que activa la suspensión del FH-PH en los PPII (Res. 40185 de 2020)

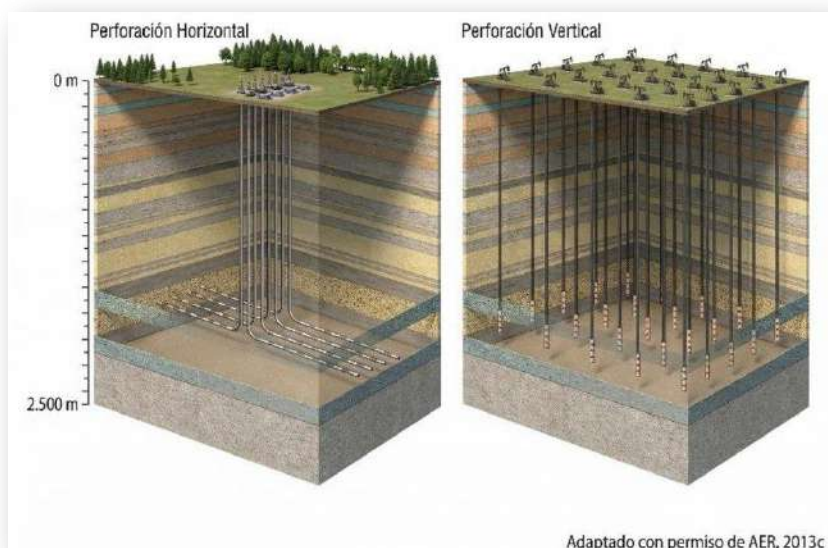
< 30 s

Latencia máxima de transmisión de datos sísmicos en tiempo real (SGC)

Los eventos que genera el fracturamiento son de muy baja energía. Según el [Servicio Geológico Británico](#), en lutitas como Barnett y Marcellus sus magnitudes son típicamente inferiores a 1 Mw, y el [Consejo Nacional de Investigación](#) de EE.UU. concluyó en 2013 que el fracturamiento hidráulico, como se aplica para recuperar gas de lutitas, no representa un riesgo alto de inducir

sismos sentidos.

En Colombia, la Resolución 304 de 2020 del [Servicio Geológico Colombiano](#) exige que la red de monitoreo opere al menos un mes antes del fracturamiento y que siga activa después durante el doble del tiempo de la operación. La Resolución 40185 de 2020 complementa este esquema con un protocolo de semáforo.



Adaptado con permiso de AER, 2013c

Fuente: [Alberta Energy Regulator \(2013\)](#), adaptado.

Menos locaciones para el mismo yacimiento

Perforar varios pozos desde una misma plataforma reduce el número de locaciones, vías y líneas de flujo. El [DOE](#) estima que 6 a 8 pozos horizontales desde una sola locación acceden al mismo volumen de yacimiento que 16 pozos verticales.

Semáforo sísmico de los PPII (Res. 40185 de 2020, arts. 16 y 17)

Verde

Operación normal según el plan operativo.

Amarillo

Seguimiento y ajuste de presiones y volúmenes de inyección.

Naranja

Reporte de acciones y aplicación del plan de respuesta sísmica.

Rojo

Suspensión del fracturamiento en el pozo; aplica ante sismo $M \geq 4$.

Fuentes: [British Geological Survey, Fracking and induced seismicity](#); [National Research Council \(2013\), Induced Seismicity Potential in Energy Technologies](#); [SGC, Resolución 0304 de 2020, arts. 4, 9 y 10](#); [MinEnergía, Resolución 40185 de 2020, arts. 16 y 17](#); [DOE \(2009\), Modern Shale Gas Development: A Primer](#); [Alberta Energy Regulator \(2013\)](#).

EE. UU.: escala de los recursos no convencionales

13.700 KBPD

 Producción de crudo en 2025,
récord nacional y mundial

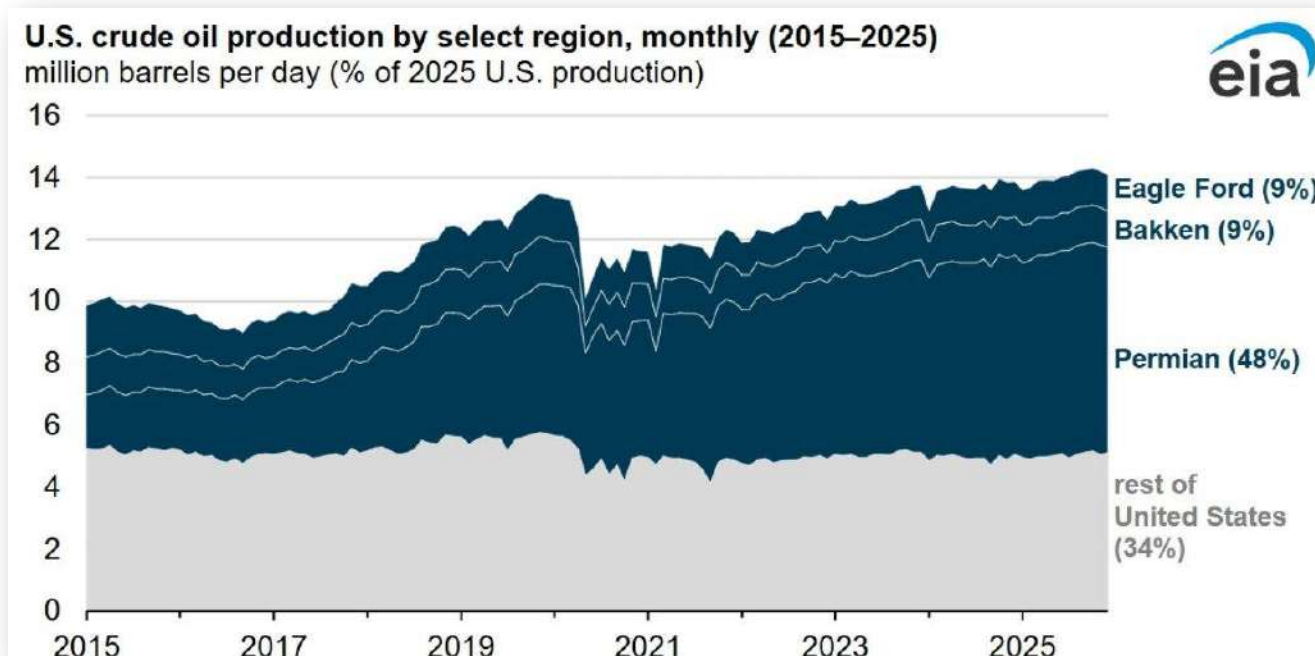
13.800 KBPD

 Proyección de crudo para 2026
(EIA, septiembre de 2026)

≈71%

 Participación del tight oil en el
crudo de 2024 (≈9.340 KBPD)

118.500 MPCD

 Gas comercializado en 2025,
récord

 Fuente: [EIA \(9-jul-2026\)](#). Gráfico original en millones de barriles por día.

Estados Unidos produjo en 2025 un promedio de 13.700 miles de barriles por día (KBPD) de crudo, récord nacional y mundial, según la [EIA](#), que en septiembre de 2026 revisó al alza los 13.600 KBPD publicados en julio. Ese volumen superó en cerca de 40% la producción de Rusia y la de Arabia Saudita, los dos productores siguientes, y los 13.200 KBPD de 2024, de acuerdo con la [EIA](#). En el primer semestre de 2026 el promedio se mantuvo en 13.700 KBPD y para el año completo la agencia proyecta 13.800 KBPD. La cuenca Pérmica aportó cerca del 48% del total de 2025.

Los YNC sostienen esta escala. En la tabla de producción de formaciones de lutitas y apretadas de la [EIA](#) (septiembre de 2026), el tight oil promedió cerca de 9.340 KBPD en 2024, alrededor del 71% del crudo del país, y el gas seco de lutitas 88.900 millones de pies cúbicos por día (MPCD). La producción comercializada de gas llegó a 118.500 MPCD en 2025; Apalaches, Pérmica y Haynesville concentraron el 67% del total y el 81% del crecimiento del año, según la [EIA](#). Para 2027 la [EIA](#) proyecta un nuevo máximo de 122.300 MPCD.

Nota: se utilizaron los factores 1 millón de barriles por día = 1.000 KBPD y 1 Bcf/d = 1.000 MPCD. La participación del tight oil se calculó con 9.340 KBPD sobre 13.200 KBPD (2024), último año completo de la tabla 10b.

Fuentes: [EIA \(10-sep-2026\)](#), [United States on track for record crude oil production in 2026](#); [EIA \(9-jul-2026\)](#), [The United States produced more crude oil than any other country in 2025](#); [EIA, Short-Term Energy Outlook \(sep-2026\)](#), tabla 10b; [EIA \(13-mar-2026\)](#), [U.S. natural gas production reached a new record in 2025](#); [EIA \(13-feb-2026\)](#), [U.S. natural gas production to reach record highs in 2026 and 2027](#).

Cuenca Pérmica: productividad y lo que ha significado

2.900 → 11.200

KBPED de hidrocarburos de la cuenca, 2015-2025 (3,9 veces)

1.874 → 3.312 m

Longitud lateral promedio de los pozos, 2015-2025

17.200 → 27.600

MPCD de gas de la cuenca, 2021-2025 (+60%)

6.800 KBPD

Proyección de crudo de la Pérmica para 2026



Operación de fracturamiento hidráulico con equipos eléctricos en la Cuenca Pérmica (Permian Basin). Fuente: [ProPetro Services](#).

La cuenca Pérmica, en Texas y Nuevo México, es el desarrollo no convencional de mayor escala del mundo. Su producción pasó de 2.900 a 11.200 miles de barriles de petróleo equivalente por día (KBPED) entre 2015 y 2025, según la [EIA](#). En ese periodo los pozos se hicieron más largos: en 2025 el 81% de los pozos nuevos tuvo secciones laterales de 1.524 a 4.572 m y el 15% superó los 4.572 m, frente a un 43% de pozos de menos de 1.524 m en 2015. Más roca expuesta por pozo significa más producción por locación.

El gas creció más rápido que el crudo. De acuerdo con la [EIA](#), entre 2021 y 2025 la producción de gas subió 60% y la de crudo 39%, de 4.700 a 6.600 KBPD, por el aumento de la relación gas-petróleo, que pasó

de 3.628 a 4.200 pies cúbicos por barril. En diciembre de 2025 las formaciones de lutitas y apretadas de la cuenca produjeron 6.000 KBPD de crudo, el 44% del país, y 22.200 MPCD de gas seco, según la [EIA](#). Para 2026 la [EIA](#) proyecta 6.800 KBPD de crudo en la región.

El efecto se ve en la balanza energética. Según la [EIA](#), en 2025 Estados Unidos registró exportaciones netas de energía récord por 11 cuatrillones de BTU. Colombia participa de esta experiencia: de acuerdo con [Ecopetrol](#), la compañía opera desde 2019 activos en la cuenca en asociación con Occidental, que llegaron a 115,5 KBPED en el segundo trimestre de 2025 y promediaron 86,3 KBPED en el primer semestre de 2026, en línea con la actividad planeada.

Nota: factores de conversión: 1 millón de bpe/d = 1.000 KBPED; 1 Bcf/d = 1.000 MPCD; 1 millón de b/d = 1.000 KBPD; 1 pie = 0,3048 m (6.149 y 10.867 pies = 1.874 y 3.312 m; 5.000 y 15.000 pies = 1.524 y 4.572 m).

Fuentes: [EIA \(19-ago-2026\). Longer wells boost Permian crude oil and natural gas production](#); [EIA \(18-jun-2026\). Permian natural gas production increased faster than crude oil](#); [EIA \(17-mar-2026\). EIA refines estimates for Permian tight oil and shale gas production](#); [EIA \(10-sep-2026\)](#); [EIA \(27-may-2026\)](#); [Ecopetrol. Reporte de resultados 2T 2026, tabla 6](#).

Marcellus: gas en una región de bosques, ríos y granjas

96.500 Gpc

Recursos técnicamente recuperables de gas en Marcellus (USGS, 2019)

36.600 MPCD

Gas de la región de los Apalaches en 2025, 31% de EE.UU. (EIA)

14.324

Pozos no convencionales registrados en Pensilvania (DEP, informe 2023)

63%

Cobertura de bosques de la cuenca del río Susquehanna (SRBC)



Locación con equipos de fracturamiento en Marcellus, suroeste de Pensilvania. Fuente: [Energy.gov Shale Gas](https://www.energy.gov/shale/gas)



Piscina de almacenamiento de agua de una locación de gas, rodeada de bosque. Fuente: [USGS, Doug Duncan](https://www.usgs.gov/science/monitoring-and-assessment/monitoring-and-assessment-of-natural-gas-production-water-impoundment) (dominio público).

La Formación Marcellus es una lutita del Devónico medio que se extiende bajo la cuenca de los Apalaches, en Pensilvania, Virginia Occidental, Ohio, Nueva York y Kentucky. El [USGS](https://www.usgs.gov/) estimó en 2019 recursos técnicamente recuperables de 96.500 gigapiés cúbicos (Gpc, miles de millones de pies cúbicos) de gas, unas 56 veces las reservas probadas de gas de Colombia en 2025. Con Marcellus y Utica, los Apalaches produjeron 36.600 MPCD en 2025, el 31% del gas comercializado del país, según la [EIA](https://www.eia.gov/).

Pensilvania es el segundo productor de gas de Estados Unidos después de Texas. Según el último informe anual publicado por el Departamento de Protección Ambiental del estado ([DEP](https://www.dep.state.pa.us/)),

correspondiente a 2023, el estado registra 14.324 pozos no convencionales, y ese año la entidad realizó 44.746 inspecciones de cumplimiento.

Este desarrollo ocurre en una región de clima húmedo. Según la [SRBC](https://www.srbcc.org/), la cuenca del río Susquehanna cubre la mitad de Pensilvania y parte de Nueva York y Maryland, tiene 71.250 km², más de 4 millones de habitantes y más de 78.000 km de ríos y quebradas, con 63% de su área en bosques. En ese paisaje la actividad de gas convive con granjas, bosques y pueblos, y cada uso de agua se aprueba y se reporta ante la comisión de la cuenca. Es un referente cercano para el VMM, región con ríos, ciénagas, ganadería y centros poblados.

Nota: factores de conversión: 1 Tcf = 1.000 Gpc (96,5 Tcf); 1 Bcf/d = 1.000 MPCD; 1 mi² = 2,59 km² (27.510 mi²); 1 milla = 1,609 km (49.000 millas).

Fuentes: [USGS \(2019\). Assessment of Undiscovered Gas Resources in the Marcellus Shale. Fact Sheet 2019-3050](https://www.usgs.gov/science/monitoring-and-assessment/monitoring-and-assessment-of-natural-gas-production-water-impoundment); [EIA \(13-mar-2026\)](https://www.eia.gov/); [Pennsylvania DEP. 2023 Oil and Gas Annual Report](https://www.dep.state.pa.us/); [SRBC. River Basin Facts](https://www.srbcc.org/); [USGS. Hydraulic Fracturing Drill Site](https://www.usgs.gov/science/monitoring-and-assessment/monitoring-and-assessment-of-natural-gas-production-water-impoundment); [USGS. Natural Gas Production Water Impoundment](https://www.usgs.gov/science/monitoring-and-assessment/monitoring-and-assessment-of-natural-gas-production-water-impoundment).

Marcellus: Pueblos y ciudades próximos al desarrollo de yacimientos no convencionales

Así se observan algunas localidades y centros poblados ubicados en zonas con desarrollo de gas no convencional, según los registros del Pennsylvania Department of Environmental Protection (PA DEP).



TOWANDA

Condado de Bradford

0,61 km

de la locación activa más cercana al límite municipal: 1 pozo, perforación iniciada en 2012



TROY

Condado de Bradford

0,47 km

de la locación activa más cercana al límite municipal: 10 pozos, perforación iniciada en 2009



WYALUSING

Condado de Bradford

0,58 km

de la locación activa más cercana al límite municipal: 8 pozos, perforación iniciada en 2011



MONTROSE

Condado de Susquehanna

0,48 km

de la locación activa más cercana al límite municipal: 5 pozos, perforación iniciada en 2013

El desarrollo del gas de Marcellus en Pennsylvania se ha desplegado en territorios donde también existen comunidades, actividades comerciales y espacios de uso cotidiano. Los casos de Towanda, Troy, Wyalusing y Montrose ilustran la coexistencia territorial entre comunidades locales y una industria que hace parte de la dinámica económica y productiva de la región.

Nota metodológica de los mapas: imagen aérea del National Agriculture Imagery Program (NAIP) 2022 del USDA, de dominio público, servicio NAIP2022WEB de PASDA (Penn State). Límite municipal en amarillo: capa "Municipalities" del PA DEP. Locaciones en rojo: pozos no convencionales en estado activo de la capa "Unconventional Oil and Gas Wells" del PA DEP, consulta del 6-oct-2026, agrupados por locación. La línea roja es la distancia más corta en línea recta entre el pozo más cercano y el límite municipal, calculada en un plano local a partir de las coordenadas del DEP. Mapas y cálculo: elaboración propia.

Fuentes: [Endless Mountains Visitors Bureau](#) (fotografías); [USDA NAIP 2022](#), servicio de PASDA; [Pennsylvania DEP, Oil and Gas Locations](#).

Argentina: Vaca Muerta

693

 KBPD de crudo de Argentina,
de YNC (EIA) – Jul 26

71%

 Participación de YNC en el
crudo del país (Jul 2026)

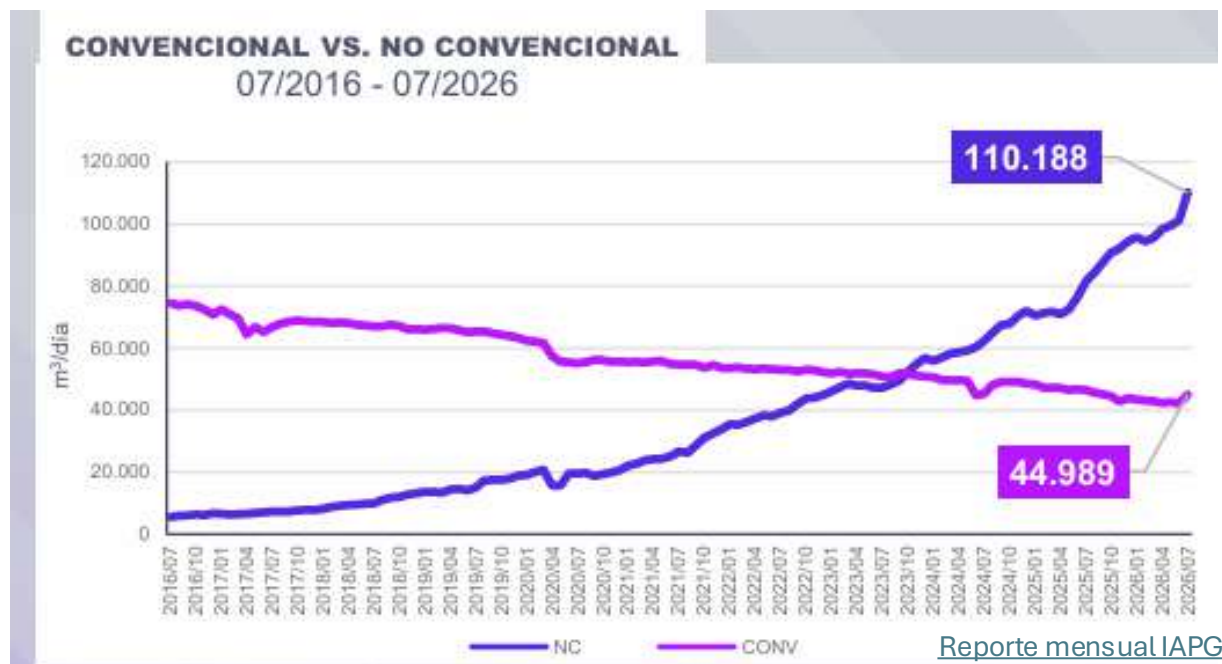
30.170 Mbl

 Petróleo técnicamente
recuperable remanente,
estimación media (IAPG, 2026)

255.000 Gpc

 Gas técnicamente recuperable
remanente, estimación media
(IAPG, 2024)

Producción de petróleo de Argentina



Vaca Muerta, en la cuenca Neuquina, es el principal desarrollo no convencional fuera de Norteamérica. La [EIA](#) estima que Argentina produjo 670 KBPD de crudo en 2024 y cerca de 790 KBPD en 2025. En julio de 2026, los yacimientos no convencionales aportaron el 71% del crudo nacional (693 KBPD).

La base de recursos se actualizó en 2026. Según la [Secretaría de Energía](#) de Argentina, el estudio del [IAPG](#) estima 30.170 millones de barriles (Mbl) de petróleo técnicamente recuperable remanente al cierre de 2024, en su escenario medio, frente a 16.220 Mbl de la evaluación de la EIA de 2013. Para el gas, el [IAPG](#) calculó 255.000 Gpc al cierre de 2023.

El crecimiento se apoyó en reglas específicas. La [Ley 27.007 de 2014](#) actualizó la Ley de Hidrocarburos e incorporó la concesión de explotación no convencional, y la Ley 27.742 de 2024 creó el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones ([RIGI](#)), con estabilidad fiscal, cambiaria y aduanera por 30 años.

El desarrollo de Vaca Muerta también ha fortalecido el tejido empresarial local: más de 1.000 PyMEs neuquinas ya cuentan con certificación para integrarse a la cadena de valor hidrocarburífera, participando como proveedoras de bienes y servicios para las principales empresas del sector. [Vaca Muerta](#)

Nota: factores de conversión: 1 kb/d = 1 KBPD; 1 TCF = 1.000 Gpc (255 TCF); MMBO del original = Mbl.

Fuentes: [EIA \(17-dic-2025\)](#), [Brazil, Guyana, and Argentina support forecast crude oil growth in 2026](#); [Secretaría de Energía de Argentina \(12-ago-2026\)](#); [IAPG \(2026\)](#), [Estimación de los recursos remanentes técnicamente recuperables de petróleo de la Fm. Vaca Muerta](#); [IAPG \(2024\)](#), [Estimación de los recursos remanentes técnicamente recuperables de gas de la Fm. Vaca Muerta](#); [Ley 27.007 de 2014](#); [Cancillería argentina, síntesis del RIGI](#). – [Reporte mensual IAPG](#)

Potencial de los YNC en Colombia

Según la [ANH](#) (Mora y Posada, 2021), los recursos prospectivos recuperables de las lutitas de Colombia suman 8.234 Mbl de petróleo y 167.000 Gpc de gas, en 44.623 km² de cinco cuencas. El VMM concentra el 56% del petróleo y la Cordillera Oriental el 70% del gas. Frente a las reservas probadas al cierre de 2025, de 2.020 Mbl de petróleo y 1.717 Gpc de gas reportadas por la [ANH](#) en el IRR 2025, estos volúmenes equivalen a cerca

de 4 y 97 veces, respectivamente.

Como referencia, la misma evaluación de la ANH estima 16.734 millones de barriles de petróleo equivalente (Mbpe) recuperables por descubrir en yacimientos convencionales.

Recursos recuperables en lutitas por cuenca

Cuenca	Área (km ²)	Petróleo (Mbl)	Gas (Gpc)
Valle Medio del Magdalena	8.623	4.573	29.700
Cesar-Ranchería	4.200	2.450	9.900
Cordillera Oriental	28.000	168	117.600
Catatumbo	3.000	595	7.800
Valle Superior del Magdalena	800	448	1.700
Total	44.623	8.234	167.000

Fuente: [ANH, Mora y Posada \(2021\), Yet to Find, lámina 23](#). Rojo: áreas del play de lutitas; verde: cuencas prospectivas.

4 veces

Petróleo en lutitas frente a las reservas probadas de 2025

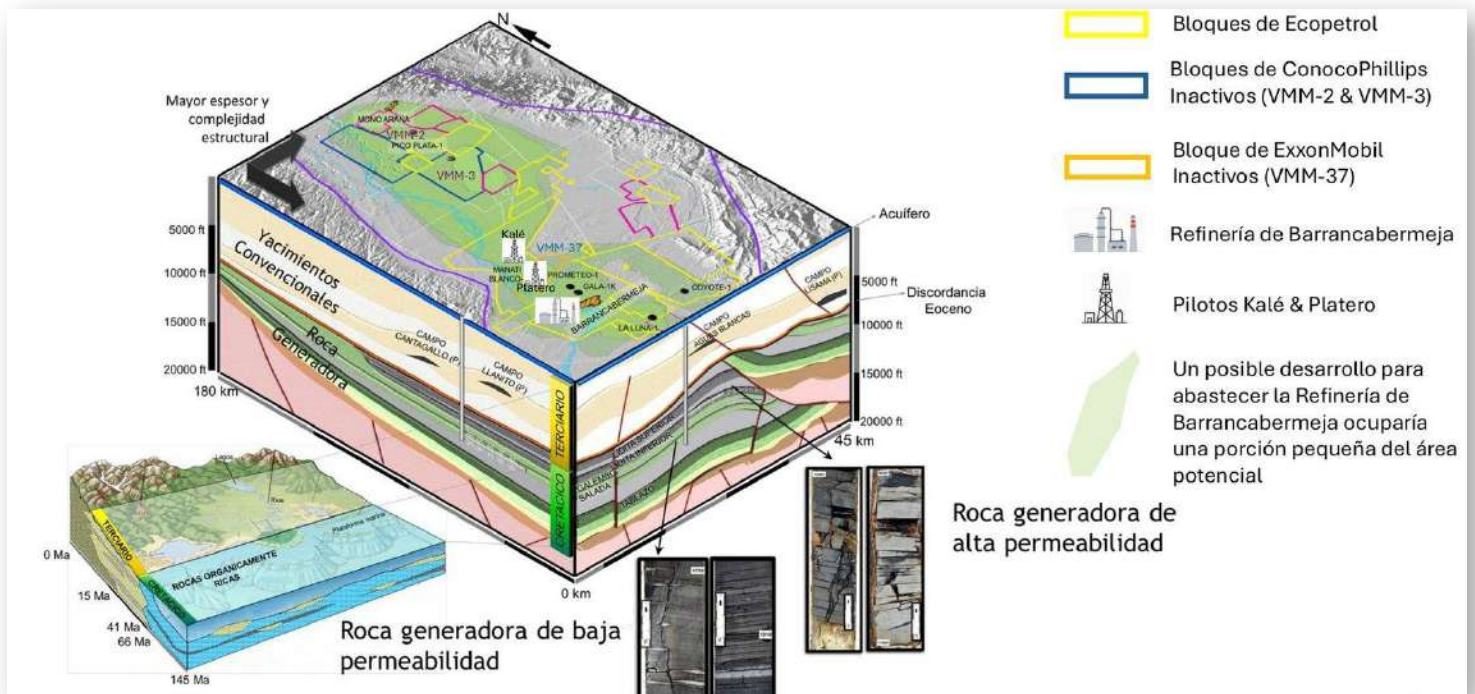
97 veces

Gas en lutitas frente a las reservas probadas de 2025

Nota: los volúmenes de gas se convirtieron con el factor 1 Tcf = 1.000 Gpc; "mbp" del original corresponde a millones de barriles (Mbl). El total de gas que reporta la ANH (167 Tcf) redondea la suma por cuenca (166,7 Tcf).

Fuentes: [ANH, Mora y Posada \(2021\), Yet to Find Evaluation for Conventional and Unconventional Hydrocarbons in Colombian Basins, láminas 22 y 23](#); [ANH, Informe de Recursos y Reservas 2025](#); [EIA y ARI \(2013\), Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources, cap. IV](#).

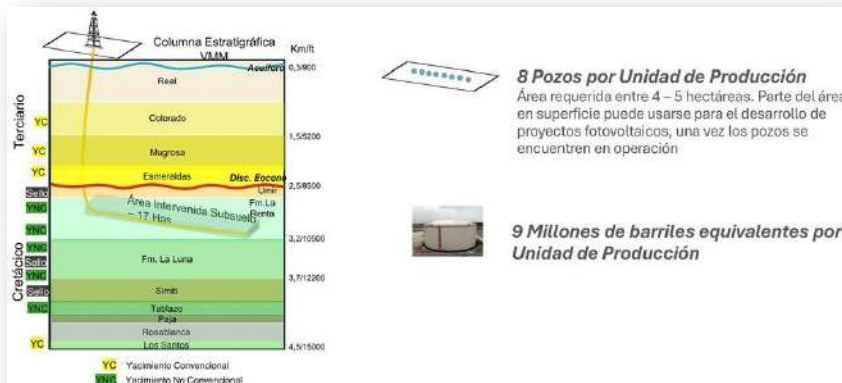
Valle Medio del Magdalena



Fuente: [Ecopetrol \(2019\)](#), adaptado.

El VMM reúne las condiciones de un primer desarrollo: una roca generadora conocida por décadas de exploración, campos en producción, la Refinería de Barrancabermeja y una red de oleoductos y gasoductos en operación. Las formaciones La Luna, Simití y Tablazo, del

Cretácico, se ubican entre 3,2 y 4,5 km de profundidad, debajo de los yacimientos convencionales del Terciario y separadas de los acuíferos someros, que no superan los 300 m, por la discordancia del Eoceno y varias formaciones sello.



Fuente: Edward Tovar, con base en [Ecopetrol](#).

8 pozos

por unidad de producción, en una locación de 4 a 5 hectáreas

9 Mbpe

recuperables por unidad de producción

~17 ha

de área intervenida en el subsuelo por unidad

Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII)

Colombia diseñó una etapa de investigación con pilotos. El Decreto 328 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía fijó sus lineamientos, como lo documenta la [ANLA](#), y la Resolución 40185 de 2020 los limitó al VMM y a Cesar-Ranchería, con un máximo de dos pozos horizontales por proyecto, distribuidos en hasta dos locaciones. Cada PPII tiene una etapa previa, que va hasta la firmeza de la licencia ambiental, y una etapa de ejecución con monitoreo técnico, ambiental, social y de salud, acompañada de espacios de diálogo territorial.

Los dos pilotos adjudicados se ubican en Puerto Wilches (Santander). Según los contratos publicados por la [ANH](#), el CEPI No. 1 de Kalé se firmó con Ecopetrol el 24 de diciembre de 2020, y el CEPI No. 2 de Platero, con ExxonMobil Exploration Colombia el 4 de junio de 2021, de acuerdo con la misma [ANH](#). Kalé obtuvo licencia ambiental de la ANLA mediante la Resolución 00648 de 2022.



Fuente: Ecopetrol

La experiencia internacional. El desarrollo de yacimientos no convencionales en países como Estados Unidos, Argentina y Canadá ha generado un amplio conocimiento técnico y operacional que permite aprovechar aprendizajes comprobados en el diseño de pozos, las técnicas de estimulación y la gestión ambiental, por lo que los pilotos no serían una condición indispensable para avanzar en Colombia.

Fuentes: [ANLA, Proyectos Piloto de Investigación Integral](#); [MinEnergía, Resolución 40185 de 2020](#); [ANH, Contrato CEPI No. 1 Kalé](#); [ANH, Contrato CEPI No. 2 Platero](#); [Corte Constitucional, Sentencia T-514 de 2023](#); [American Petroleum Institute, Hydraulic Fracturing Primer](#).

Marco normativo de los YNC en Colombia

Colombia construyó entre 2013 y 2024 un marco técnico y ambiental específico para los YNC, que la justicia administrativa ha confirmado. Estos son sus principales hitos.



Fuentes: [Decreto 3004 de 2013](#); [Comisión Interdisciplinaria Independiente \(2019\)](#); [Decreto 328 de 2020 \(ANLA\)](#); [Resolución 40185 de 2020](#); [Resolución 40011 de 2021](#); [SGC, Resolución 0304 de 2020](#); [ANH, CEPI Kalé](#); [ANH, CEPI Platero](#); [Consejo de Estado, sentencia del 7 de julio de 2022](#); [Corte Constitucional, T-514 de 2023](#); [Resolución 40537 de 2024](#).

Principales mensajes del capítulo

1

La diferencia está en la roca. Los YNC contienen el mismo petróleo y gas de un campo convencional, en rocas de permeabilidad de 0,01 a 0,00001 mD que requieren estimulación.

2

El FH-PH es una evolución de una técnica conocida en el país. Colombia aplica fracturamiento hidráulico en campos convencionales desde hace décadas; el FH-PH lo lleva a pozos horizontales y a múltiples etapas.

3

Estados Unidos y Argentina muestran la escala posible. EE.UU. produjo 13.700 KBPD de crudo en 2025, con cerca de 71% de tight oil en 2024; los yacimientos no convencionales aportaron el 71% del crudo argentino entre enero y octubre de 2025.

4

Marcellus representa un caso de desarrollo de no convencional en un entorno de alta cobertura forestal y recursos hídricos. La actividad gasífera en Pensilvania coexiste con bosques, ríos y explotaciones agropecuarias, bajo esquemas de reporte, control y autorización para el uso del agua.

5

El país cuenta con reglas técnicas detalladas. Integridad de pozos, distancias, monitoreo sísmico en tiempo real y manejo del agua están definidos en la regulación de los PPII.



Vista aérea de una base logística en Vaca Muerta, Argentina.

Fuente: Halliburton

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



Agradecemos a todos nuestros patrocinadores



CAMPETROL CONECTA 2027

01 | CONTENIDO Y VISIBILIDAD



02 | CONEXIÓN Y RELACIONAMIENTO



03 | FOROS QUE MARCAN EL FUTURO ENERGÉTICO DEL PAÍS



04 | ECOSISTEMAS DIGITALES



MÁS RELACIONES
MÁS NEGOCIOS
UN SECTOR MÁS FUERTE



Taladro automatizado PACE®-R
Fotografía de Nabors

Capítulo 6

Modelo de autosuficiencia – El futuro de los hidrocarburos

Un modelo sobre el futuro del sector

El Centro Regional de Estudios de Energía ([CREE](#)) y RGL Consultor EU elaboraron, por encargo de ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS, el modelo Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa. El trabajo mide lo que el sector le entrega hoy al país y lo que podría entregarle hasta 2050, según la oferta que se desarrolle y la evolución del resto del sistema energético. Los gremios lo presentaron el 31 de agosto de 2026.

La herramienta integra tres capas. Un modelo que estima la producción potencial de crudo y gas por tipo de recurso, cuenca y departamento, con la información volumétrica que la ANH entregó para los campos productores de petróleo

y de gas. El modelo energético define qué producción es competitiva frente a las importaciones y cómo se abastece la demanda. La tercera capa calcula el aporte fiscal, el valor agregado, el empleo y los taladros.

El modelo cruza tres subsuelos con cuatro escenarios energéticos. Renacer desarrolla reservas, recursos contingentes y prospectivos, incluidos costa afuera y no convencionales; Dinámico suma reservas y recursos contingentes; y Marchitamiento considera solo las reservas existentes. De las doce combinaciones se modelan las cuatro coherentes, con 15 corridas por cada una.



Fuente: [Modelo CREE-RGL \(2026\)](#) para los seis gremios

Nota: Mbl: millones de barriles; Gpc: gigapiés cúbicos. Se convirtieron TPC a Gpc con el factor 1 TPC = 1.000 Gpc; los MMbbl del modelo equivalen a Mbl.

Fuentes: [CREE y RGL Consultor EU \(2026\)](#), [Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa](#), modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.

El aporte del sector frente a otras actividades

100

Índice de fiscalidad, el más alto entre 13 sectores

100

Índice de salarios promedio

83,9

Índice de exportaciones, segundo después de minería

79,7

Índice de inversión extranjera directa

El modelo compara 13 sectores de la economía en nueve variables con datos de 2024: empleo, empleo vulnerable, empleo formal, salarios, salarios de trabajadores vulnerables, fiscalidad, inversión extranjera directa (IED), exportaciones y velocidad de recuperación ante choques. Cada indicador se expresa como índice, donde 100 corresponde al sector con mejor desempeño. Los hidrocarburos ocupan el primer lugar en fiscalidad y salarios, el segundo en exportaciones y el

tercero en IED, y son el sector que más rápido se recupera después de una caída.

Es un sector intensivo en capital, por lo que su efecto laboral se concentra en los encadenamientos. Según el modelo, cada empleo directo se asocia con 6,65 empleos en total en transporte, servicios y comercio local. El gas natural cubre 34% de la energía de la industria, 29% de la residencial y 36% de la comercial, y llega a 93% en coquización y refinerías y a 71% en metalurgia básica.



Fuente: [Modelo CREE-RGL \(2026\)](#)

Fuentes: [CREE y RGL Consultor EU \(2026\)](#), [Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa](#), modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.

Producción de crudo

805 KBPD

Producción de partida del modelo, 2025

1.064 KBPD

Renacer en 2040

511 KBPD

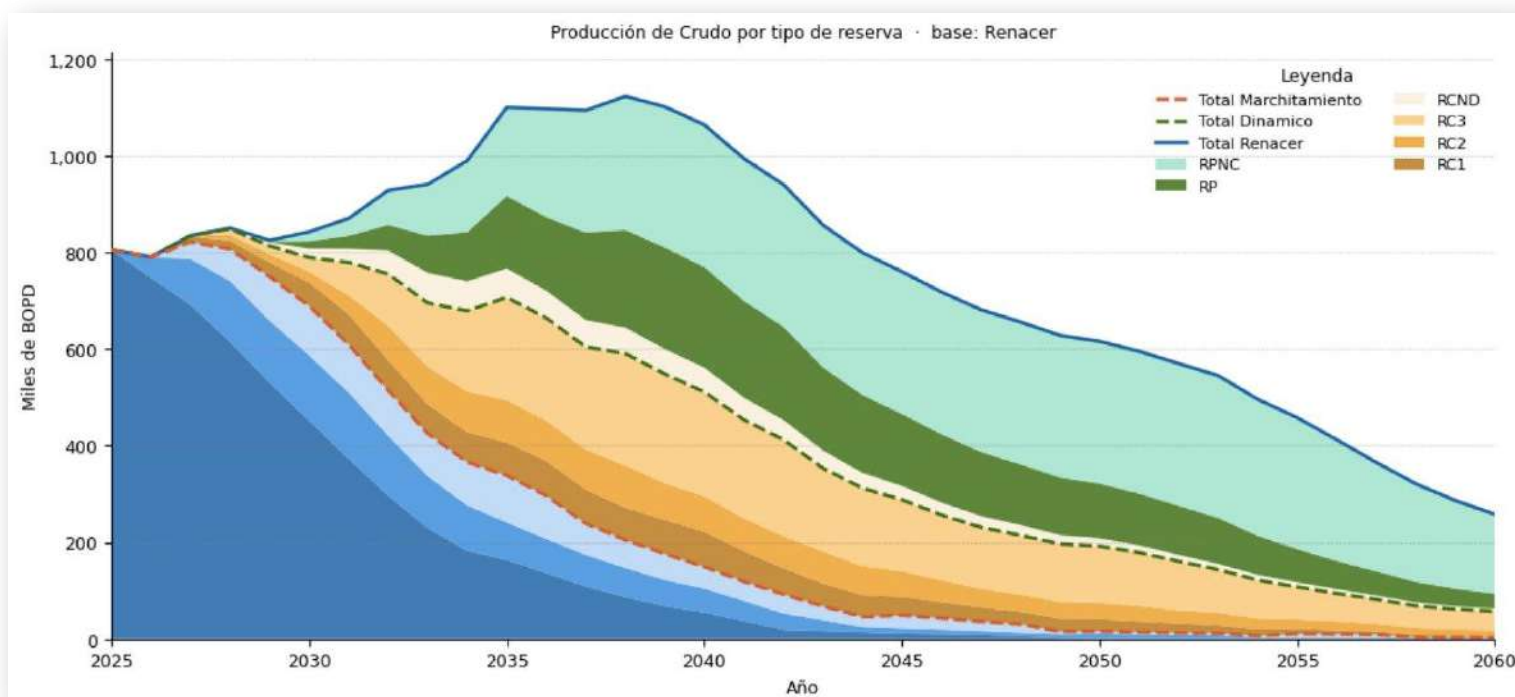
Dinámico en 2040

149 KBPD

Marchitamiento en 2040

En los tres escenarios, la producción de las reservas probadas actuales disminuye en 751 miles de barriles por día (KBPD) entre 2025 y 2040 por la declinación natural de los campos. La diferencia entre escenarios la explican los recursos que se desarrollen en ese periodo.

En Dinámico, los recursos contingentes aportan 362 KBPD en 2040. En Renacer se suman los recursos prospectivos, con 503 KBPD adicionales, y la producción alcanza un máximo cercano a 1.120 KBPD hacia 2038. En 2040 la brecha entre Renacer y Marchitamiento es de 915 KBPD.



Fuente: [Modelo CREE-RGL \(2026\)](#). Miles de barriles por día. RC: recursos contingentes; RP: recursos prospectivos; RCND: campos descubiertos no desarrollados.

Nota: KBPD: miles de barriles por día (el modelo reporta miles de BOPD, unidad equivalente).

Fuentes: [CREE y RGL Consultor EU \(2026\)](#), [Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa](#), modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.

Producción de gas natural

3.040 MPCD

Renacer en 2040

1.332 MPCD

Dinámico en 2040

205 MPCD

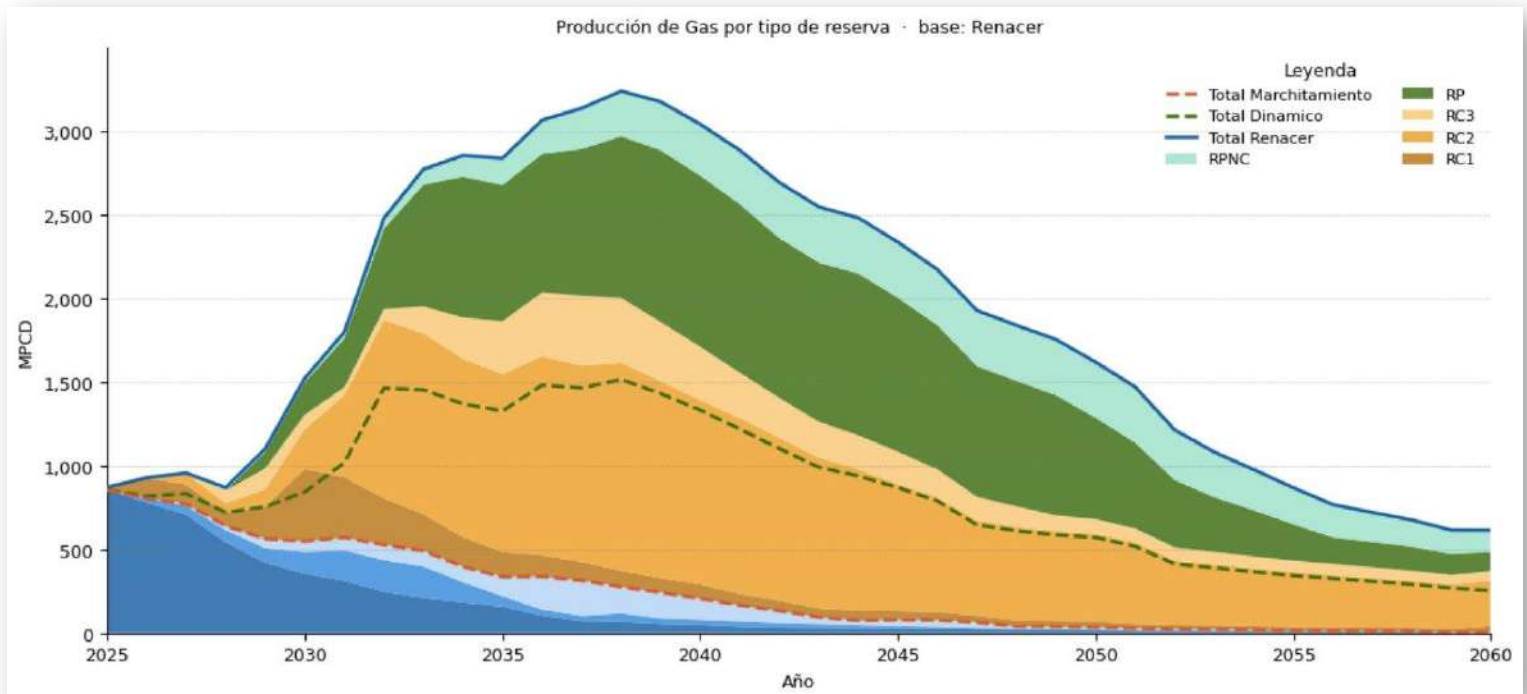
Marchitamiento en 2040

2.834 MPCD

 Brecha entre Renacer y
Marchitamiento en 2040

El gas es la variable con mayor rango entre escenarios. Desde una producción cercana a 860 millones de pies cúbicos por día (MPCD) en 2025, Dinámico llega a 1.332 MPCD en 2040 gracias a 984 MPCD de recursos contingentes de la categoría RC2, entre ellos los descubrimientos costa afuera.

Renacer alcanza 3.040 MPCD en 2040 con el aporte adicional de recursos prospectivos, con un máximo cercano a 3.240 MPCD hacia 2038 y capacidad de exportación. Con el escenario Marchitamiento la producción baja a 205 MPCD en 2040.



Fuente: [Modelo CREE-RGL \(2026\)](#). Millones de pies cúbicos por día.

Nota: MPCD: millones de pies cúbicos por día.

Fuentes: CREE y RGL Consultor EU (2026), [Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa](#), Modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.

Soberanía energética y meta de producción del Marco Fiscal

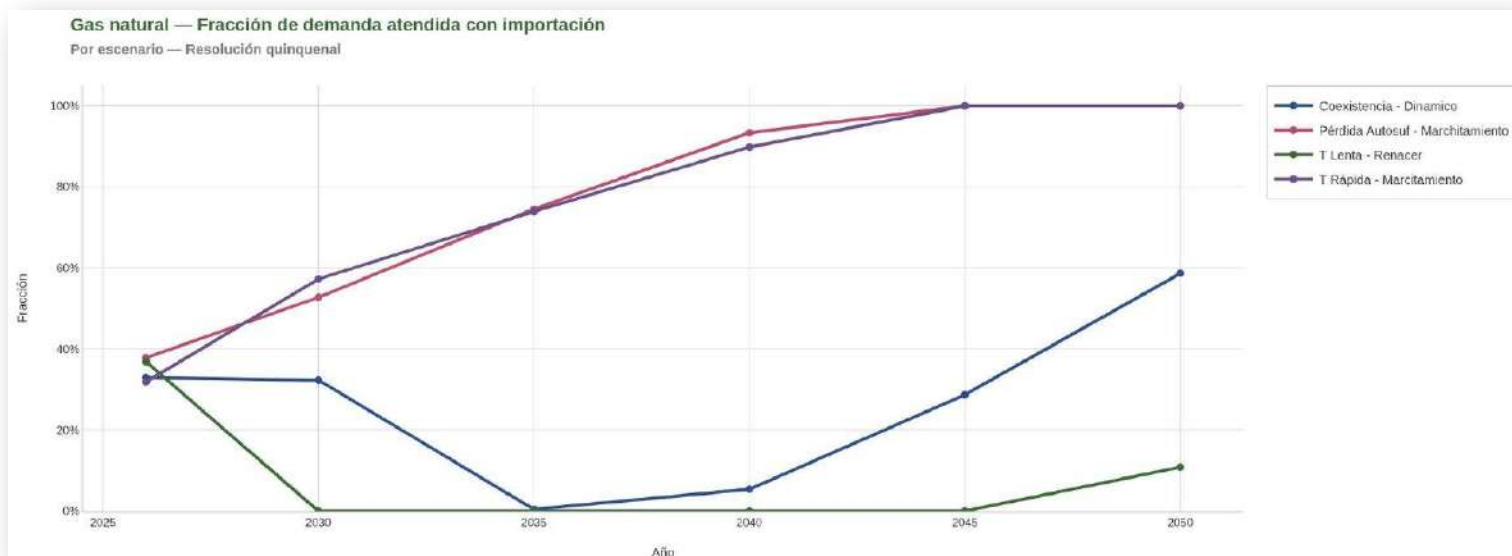
El Modelo contrasta la producción de crudo con la senda del Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP). Renacer la cumple en su totalidad desde 2030 y Coexistencia alcanza 97% de la meta en 2035 y 87% en 2037. En el escenario Marchitamiento llegan a 51% y 32%.

En gas, Renacer y Coexistencia cubren la demanda con oferta nacional hacia 2035. Con el escenario Marchitamiento el gas importado atendería cerca de 74% de la demanda en 2035 y la totalidad desde 2045. En crudo, Pérdida de autosuficiencia llegaría a 80% de importación en 2045.

Cumplimiento de la meta de MFMP

Año	Meta KBPD	T. Lenta	Coexist.	Pérdida Autosuf.	T. Rápida
2025	764 ★	98%	98%	98%	98%
2030	697	100%	100%	98%	98%
2035	665	100%	97%	51%	51%
2037	652	100%	87%	32%	32%

Fuente: [Modelo CREE-RGL \(2026\)](#) para los seis gremios, versión del 31 de agosto, lámina 28. Producción del escenario frente a la meta del MFMP.



Fuente: [Modelo CREE-RGL \(2026\)](#). Gas natural: fracción de la demanda atendida con importación.

Nota: el Modelo trata 2026 como año proyectado con base en las declaraciones de producción de las compañías.

Fuentes: [CREE y RGL Consultor EU \(2026\)](#), [Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa](#), Modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.

Aporte fiscal: regalías, renta y dividendos

\$695 billones

Renacer

\$276 billones

Coexistencia

\$207 billones

Pérdida de autosuficiencia

\$162 billones

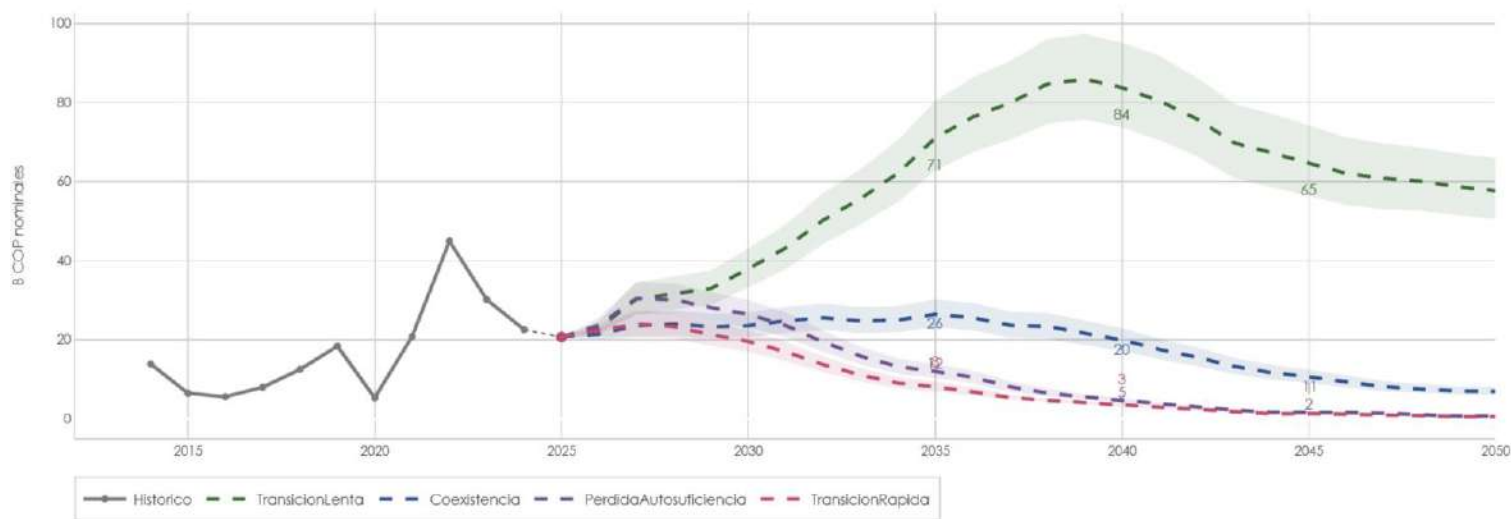
Transición rápida

Aporte fiscal acumulado 2025-2050, en pesos constantes de 2024 (inflación de 3% anual).

El modelo suma tres fuentes de ingreso para la Nación y las regiones: regalías, impuesto de renta y dividendos de Ecopetrol. En 2025 el aporte fue cercano a \$21 billones corrientes. En Renacer llegaría a \$71 billones en 2035 y a un máximo cercano a \$86 billones hacia 2039, por encima del máximo histórico de 2022, de unos \$45 billones.

En Coexistencia el aporte se ubica en \$26 billones en 2035 y en \$20 billones en 2040, y en Pérdida de autosuficiencia y Transición rápida baja a \$5 y \$3 billones en 2040. En el acumulado 2025-2050, la diferencia entre el escenario de mayor y el de menor aporte es de \$533 billones.

Aporte fiscal total del sector de Hidrocarburos (2014-2050)



Fuente: [Modelo CREE-RGL \(2026\)](#). Billones de pesos corrientes.

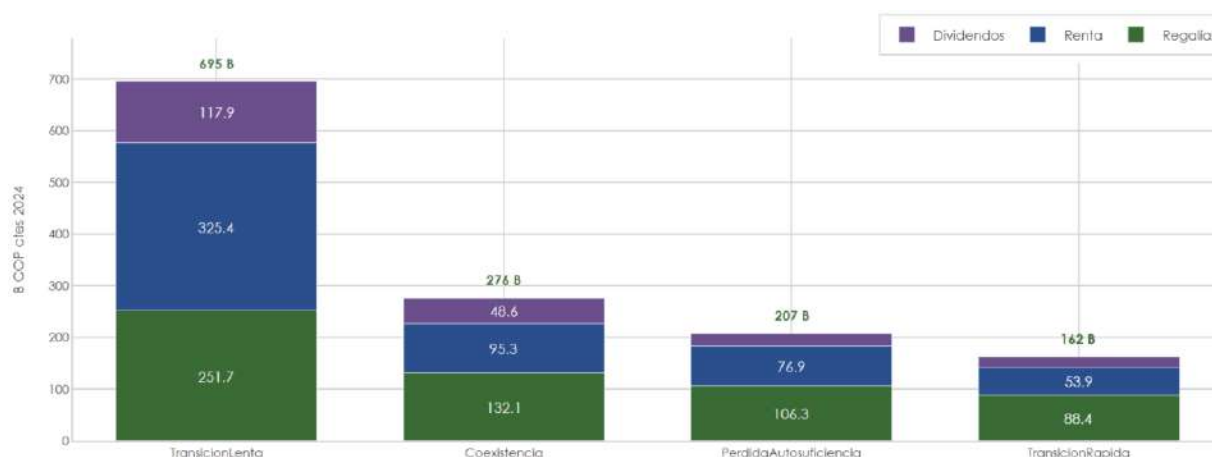
Nota: el aporte anual se expresa en billones de pesos corrientes y el acumulado 2025-2050 en pesos constantes de 2024, con una inflación de 3% anual; tasa de cambio de COP 4.200 por USD, supuesto del modelo.

Fuentes: [CREE y RGL Consultor EU \(2026\)](#), [Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa](#), modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.

Qué representan los recursos fiscales del sector

Con las cifras del modelo, el aporte fiscal acumulado entre 2025 y 2050, en pesos constantes de 2024, va de \$162 billones en Transición rápida a \$695 billones en Renacer, una diferencia de \$533 billones. En el escenario de mayor aporte, el impuesto de renta suma \$325 billones, las regalías \$252 billones y los dividendos de Ecopetrol \$118 billones.

Para dimensionar estos recursos, el modelo los expresa en cinco intervenciones sociales que el país podría financiar cada año con ellos. Es una equivalencia ilustrativa y no una propuesta de subsidios; sirve para comparar el alcance de cada escenario en términos de bienestar.



Fuente: *Modelo CREE-RGL (2026). Billones de pesos constantes de 2024, inflación de 3% anual.*

Cinco intervenciones de referencia y su costo unitario

Pobreza monetaria. Transferencia mensual igual a la línea de pobreza: COP 460.000 nacional, entre COP 350.000 y 506.000 por departamento.

Cobertura en salud. Aseguramiento de las personas sin afiliación con una UPC como la del magisterio, COP 1,6 millones mensuales en 2024.

Reducción de informalidad. Subsidio de 80% de la cotización de un salario mínimo, COP 296.400 al mes, para trabajadores informales.

Mejoramiento de vivienda. Subsidio promedio de mejoramiento de 2024, COP 32,9 millones, para hogares con privación de vivienda.

Educación para el empleo. Curso técnico de un año, COP 6,35 millones por estudiante, para jóvenes desempleados de 15 a 28 años.

Nota: UPC: unidad de pago por capitación del sistema de salud.

Fuentes: CREE y RGL Consultor EU (2026), *Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa*, modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.

Cuánto podría financiar cada escenario

El modelo calcula cuántas de estas intervenciones podrían financiarse en promedio cada año entre 2025 y 2050 con el aporte fiscal de cada escenario, sumando la Nación y las regiones. Entre los extremos la escala cambia cerca de ocho veces: en pobreza monetaria equivale a pasar de atender a 1 de cada 20 personas a 1 de cada 2.

En Renacer, los recursos alcanzarían para cubrir a toda la población sin afiliación en salud y a los jóvenes desempleados, al 96% de los trabajadores informales y al 57% de los hogares con privación de vivienda. En Coexistencia esas coberturas son de 26% y 15% en informalidad y vivienda.

Intervención (población objetivo)	Transición rápida	Pérdida autosuf.	Coexistencia	Renacer
Pobreza monetaria (16,2 M personas)	0,9 M (5%)	1,2 M (7%)	2,0 M (13%)	7,6 M (47%)
Cobertura en salud (1,5 M personas sin afiliación)	2,4 M (>100%)	3,2 M (>100%)	4,8 M (>100%)	15,4 M (>100%)
Reducción de informalidad (12,3 M informales)	1,3 M (11%)	1,8 M (15%)	3,1 M (26%)	11,8 M (96%)
Mejoramiento de vivienda (2,2 M hogares)	0,14 M (6%)	0,19 M (9%)	0,34 M (15%)	1,27 M (57%)
Educación para el empleo (0,8 M jóvenes)	0,7 M (94%)	1,0 M (>100%)	1,8 M (>100%)	6,6 M (>100%)

Promedio anual de intervenciones financiables 2025-2050 (millones) y cobertura frente a la población objetivo. Más de 100% indica capacidad superior a la población objetivo.

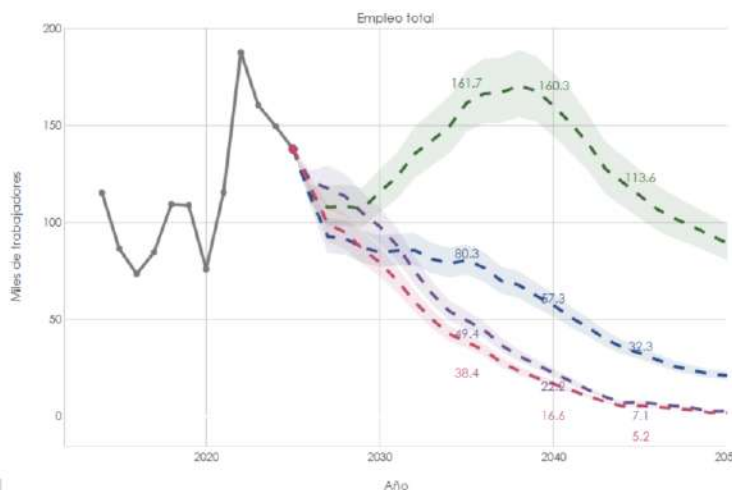
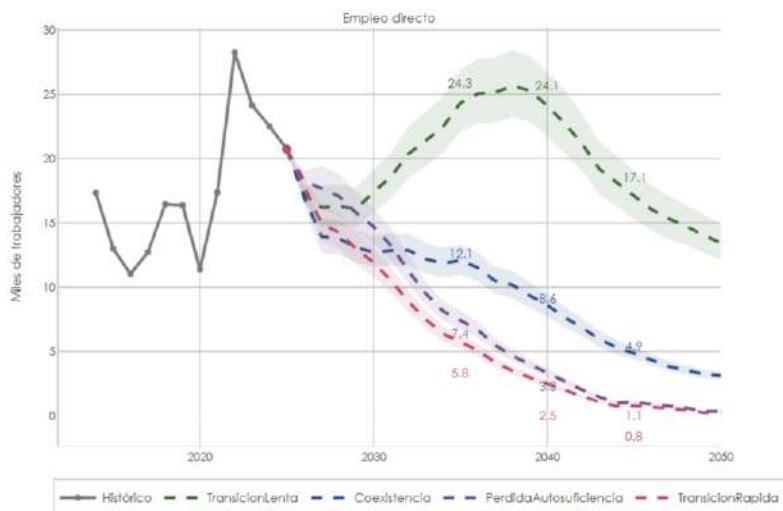
Fuentes: [CREE y RGL Consultor EU \(2026\). Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa](#), modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.

Valor agregado, empleo y actividad de taladros

En 2022 el sector aportó cerca de \$80 billones corrientes al PIB, un valor equivalente al de todo el sector agropecuario de Antioquia, según el modelo. De cada peso de producción, 44 centavos se convierten en salarios, utilidades e impuestos netos y el resto corresponde a compras a proveedores. En Renacer el valor agregado supera los \$100 billones a finales de la década de 2030, y en Coexistencia se ubica en \$45 billones en 2035 y en \$37 billones en 2040.

El empleo directo del sector, cercano a 21.000 personas en 2025, se ubicaría alrededor de 24.000 entre 2035 y 2040 en Renacer, con unos 160.000 empleos en total al incluir los encadenamientos. La actividad de taladros sigue la misma dinámica: de cerca de 110 equipos en 2025 pasaría a unos 190 en Renacer hacia 2039, de ellos unos 78 de perforación, y se ubicaría alrededor de 100 en Coexistencia en 2040.

Empleos: directos vs. totales inducidos



Fuente: DANE & CREE-RGL

Fuente: [Modelo CREE-RGL \(2026\)](#). Miles de empleos.

~110

Taladros activos en 2025

~190

Taladros en Renacer hacia 2039

~100

Taladros en Coexistencia en 2040

0,8

Taladros adicionales por cada USD 1 millón diario de valor de producción

Nota: el valor agregado se expresa en billones de pesos corrientes; las cifras de empleo y taladros se leen de las gráficas del modelo.

Fuentes: [CREE y RGL Consultor EU \(2026\)](#), [Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa](#), modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.

Taladros de perforación y workover en el modelo

El modelo proyecta la actividad de taladros a partir de su propia trayectoria reciente y del valor económico de la producción de crudo, que combina precio y volumen. Según sus resultados, un aumento de USD 1 millón diario en ese valor se asocia con 0,13 taladros adicionales en el corto plazo y con cerca de 0,8 en el largo plazo.

En Renacer, los taladros activos pasarían de cerca de 110 en 2025 a unos 190 hacia 2039: unos 78 de perforación y cerca de 112 de mantenimiento (workover). En Coexistencia el total se ubicaría alrededor de 100 equipos en 2040. La perforación es el componente con mayor diferencia entre escenarios.

~110

Taladros activos en 2025

~78

Taladros de perforación en Renacer hacia 2039

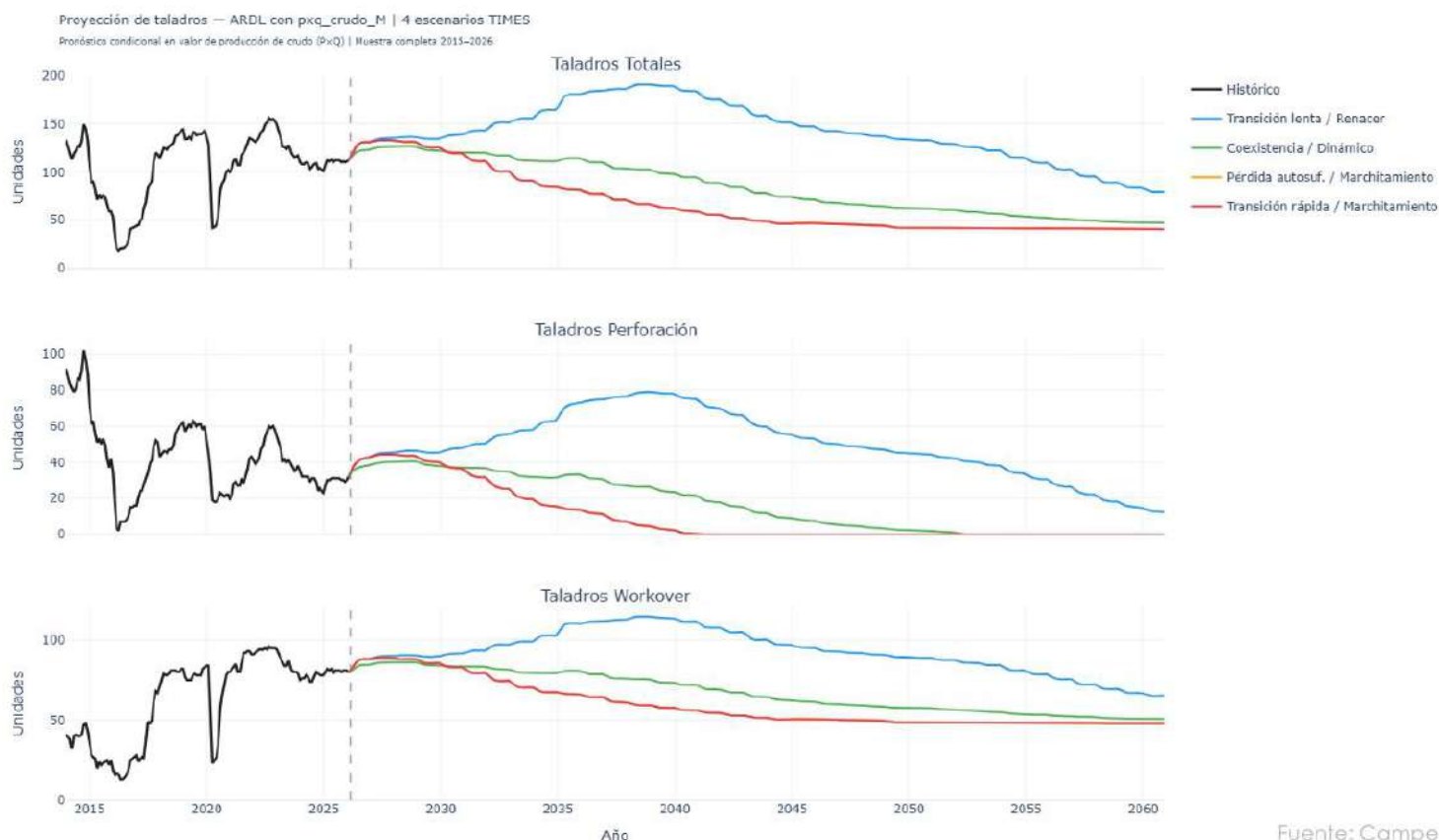
~112

Taladros de mantenimiento en Renacer hacia 2039

0,8

Taladros adicionales por USD 1 millón diario de valor de producción

Taladros activos en Colombia: totales, perforación y workover en el modelo



Fuente: Campetrol & CREE

Nota: las cifras de taladros de 2039 y 2040 se leen de las gráficas del modelo; el mantenimiento de 2039.

Fuentes: CREE y RGL Consultor EU (2026), Futuro de los hidrocarburos en Colombia: una mirada cuantitativa, modelo para ACIEM, ACP, CAMPETROL, ACIPET, ACGGP y NATURGAS.



SOLUCION Y CONFIANZA



CALIDAD



CONFIANZA



ENVIOS A
TODA COLOMBIA

NUESTRA EMPRESA

En INDUVACOL importamos y distribuimos soluciones de control y conducción de fluidos para la industria. Ofrecemos valvulería, tubería y accesorios certificados, respaldados por asesoría técnica experta para asegurar la eficiencia y seguridad en cada operación.

NUESTAS SOLUCIONES

Suministro e Importación Especializada: Amplio inventario en válvulas, tuberías, conexiones y accesorios industriales bajo normativas y certificaciones de calidad internacional.

Asesoría Técnica y Selección de Equipos: Acompañamiento especializado para la especificación precisa del material y equipo según los requerimientos operacionales de cada proceso.

Atención y Logística Eficiente: Respuestas ágiles en cotizaciones, tiempos de entrega oportunos y soporte continuo para mantener la continuidad de tus operación

DISTRIBUIDORES DE



NUESTRAS REDES SOCIALES



@induvacolsas



Induvacol SAS

CONTACTO



+57 315 9272787



callcenter@induvacol.com



andres.felipe@induvacol.com



Parque Solar San Fernando, Meta
Fotografía de Cenit

Capítulo 7

Industria eléctrica nacional

Generación

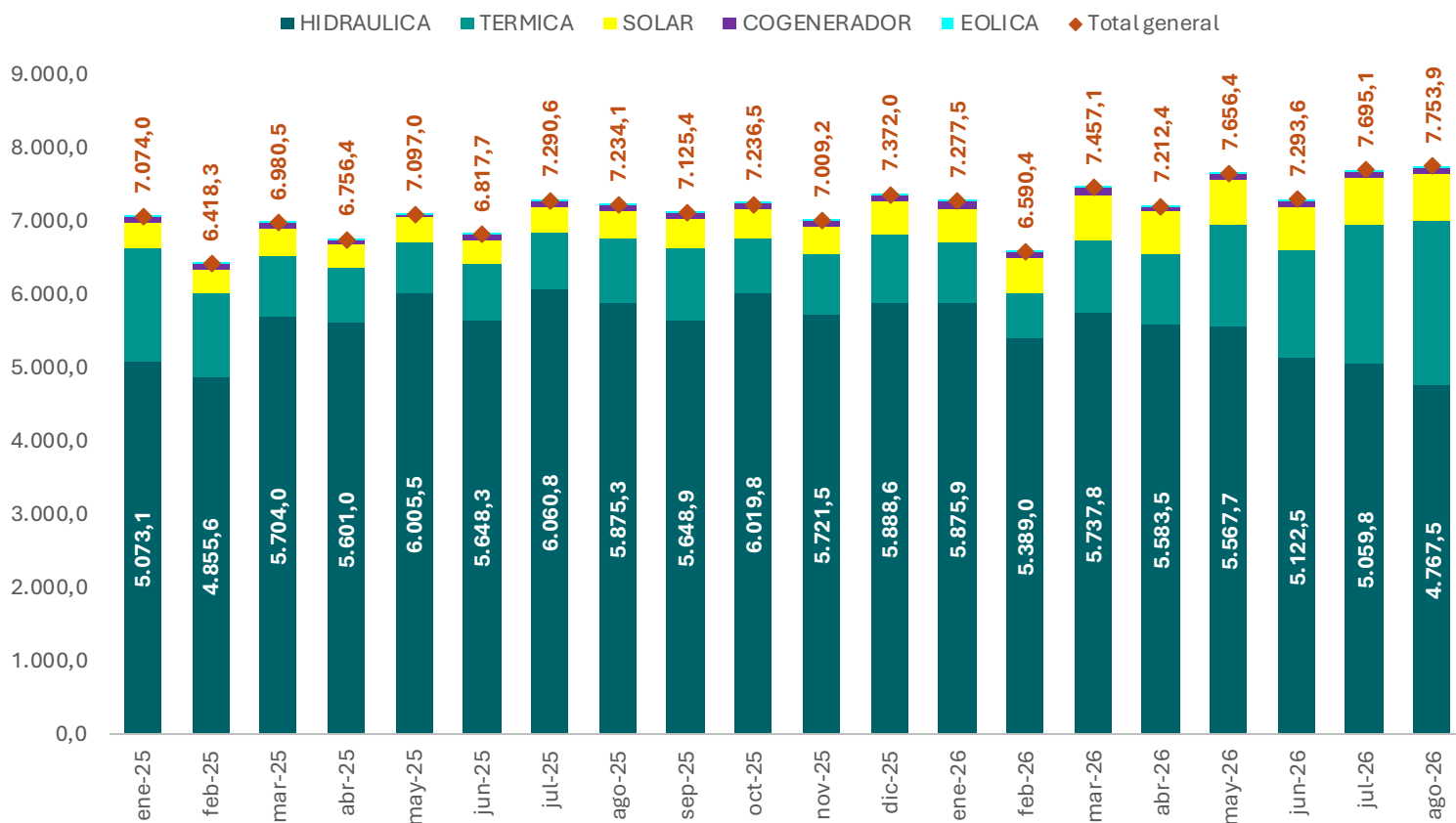
Según [XM](#), la generación de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sumó 43.487,3 GWh en el primer semestre de 2026, con un promedio de 240,3 GWh-d, un aumento de 5,7% (+2.343,3 GWh) frente al mismo periodo de 2025 (41.144,0 GWh). Frente al segundo semestre de 2025, cuando la generación sumó 43.267,9 GWh, el promedio diario aumentó 2,2% (+5,1 GWh-d). En el acumulado de enero a agosto de 2026 se generaron 58.936,3 GWh, 5,9% (+3.267,6 GWh) más que en igual periodo de 2025 (55.668,7 GWh). En 2025 la generación había sumado 84.411,9 GWh, 1,4% (+1.149,0 GWh) por encima de 2024.

En agosto de 2026, último dato disponible, se generaron 7.754,0 GWh, equivalentes a 250,1 GWh-

d, 0,8% (+58,8 GWh) más que en julio de 2026 (7.695,2 GWh) y 7,2% (+519,8 GWh) más que en agosto de 2025 (7.234,1 GWh), de acuerdo con [XM](#).

La composición de la generación registró un aumento del despacho térmico desde mayo. En el primer semestre de 2026 la generación hidráulica aportó el 76,5% de la energía, 3,4 pp menos que en el mismo periodo de 2025 (79,9%); la térmica el 14,4% (+0,5 pp); la solar el 7,7% (+2,7 pp); la biomasa y cogeneración el 1,2% y la eólica el 0,2%. En agosto, la participación térmica llegó a 28,8%, frente a 24,6% en julio y 12,2% en agosto de 2025, y la hidráulica se ubicó en 61,5%. La generación térmica promedió 72,0 GWh-d en agosto de 2026, frente a 28,4 GWh-d en el mismo mes de 2025.

Generación (GWh) por tipo de generación

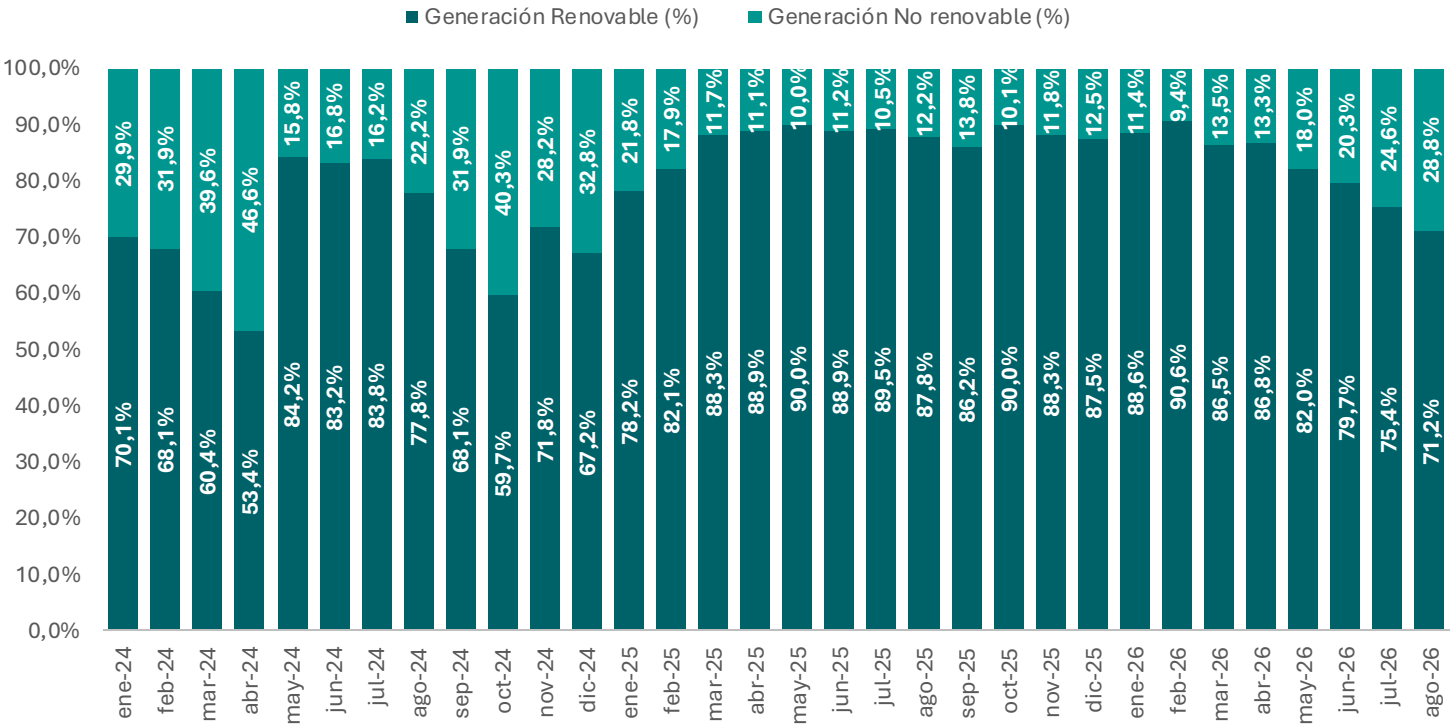


Fuente: [XM](#), cálculos CAMPETROL. 2026: generación total y por recurso según los informes mensuales de embalses y variables del mercado de XM.

Las fuentes renovables (hidráulica, solar, eólica y biomasa) generaron el 85,6% de la energía del primer semestre de 2026, frente a 86,1% en el mismo periodo de 2025 y 88,2% en el segundo semestre de 2025. En el acumulado de enero a agosto la participación renovable se ubicó en 82,4%, frente a 86,7% en igual periodo de 2025, y en 2025 había alcanzado el 87,2%. La participación

mensual pasó de 90,6% en febrero a 71,2% en agosto de 2026, el menor registro mensual desde diciembre de 2024 (67,2%), según [XM](#). Dentro de la generación no renovable de agosto, el gas importado aportó el 44,4%, el carbón el 40,0%, el gas nacional el 13,1% y los combustibles líquidos el 2,5% ([XM](#)).

Generación por tipo de fuente



Fuente: [XM](#), cálculos CAMPETROL.

Proyectos de generación eléctrica

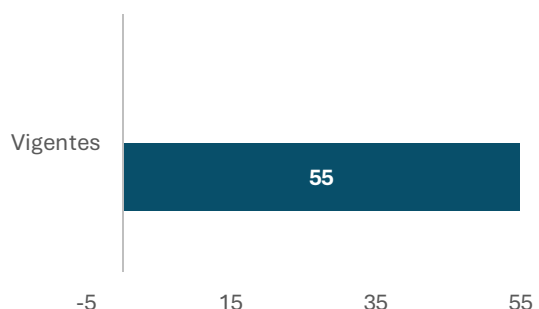
En expansión del parque, según [XM](#), en el primer semestre de 2026 entraron en operación comercial 86 plantas solares con 320,63 MW, 31 de ellas en el segundo trimestre (61,73 MW). Al 30 de junio, la capacidad efectiva neta del SIN era de 21.340 MW, con una participación solar de 8,97%, y 118

proyectos con 1.624,8 MW se encontraban en pruebas (110 solares, 3 eólicos, 2 hidráulicos y 3 térmicos). En 2025 se habían declarado en operación comercial 75 proyectos de generación y 40 de transmisión ([XM](#)).

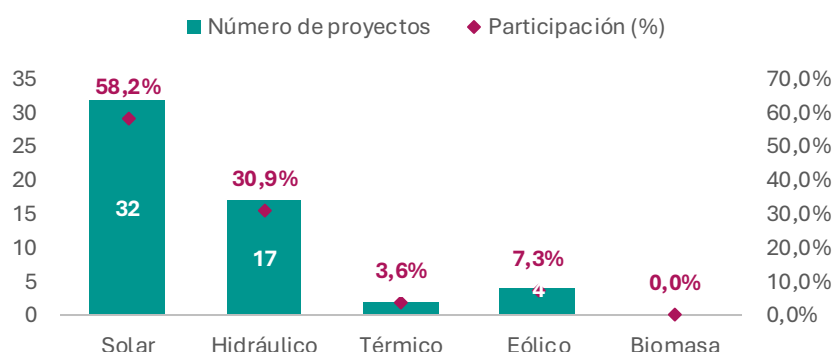
El registro de proyectos de generación de la [UPME](#), con corte al 31 de agosto de 2026, reporta 55 proyectos vigentes con una capacidad de 5.210,3 MW, frente a 171 proyectos y 14.085,1 MW en el corte del 25 de febrero de 2026. De los 55 registros, 36 se inscribieron bajo la Resolución UPME 749 de 2025 y 19 bajo la Resolución UPME 143 de 2016. Por fuente, la solar fotovoltaica concentra 32 proyectos (58,2%) y 3.870,9 MW, seguida por la hidráulica a filo de agua con 17 proyectos (30,9%) y 507,5 MW, la eólica con 4 (7,3%) y 590,0 MW, de los cuales uno es costa afuera, y la térmica de ciclo abierto con 2 (3,6%) y 242,0 MW.

Por estado de avance, 22 proyectos se encuentran en Fase 1 y 33 en Fase 2, y ninguno en Fase 3. La Fase 1 agrupa iniciativas en formulación y prefactibilidad, la Fase 2 proyectos con estudios avanzados y gestión de permisos, y la Fase 3 proyectos con mayor definición técnica y cercanos a su ejecución. Por rango de capacidad, 14 proyectos superan los 100 MW, 13 se ubican entre 50 y 100 MW, 8 entre 20 y 50 MW, 12 entre 10 y 20 MW y 8 tienen 10 MW o menos. Por capacidad, Córdoba concentra 1.460,0 MW en 6 proyectos, seguido por Cesar (900,0 MW en 2 proyectos) y Huila (579,7 MW en 6 proyectos).

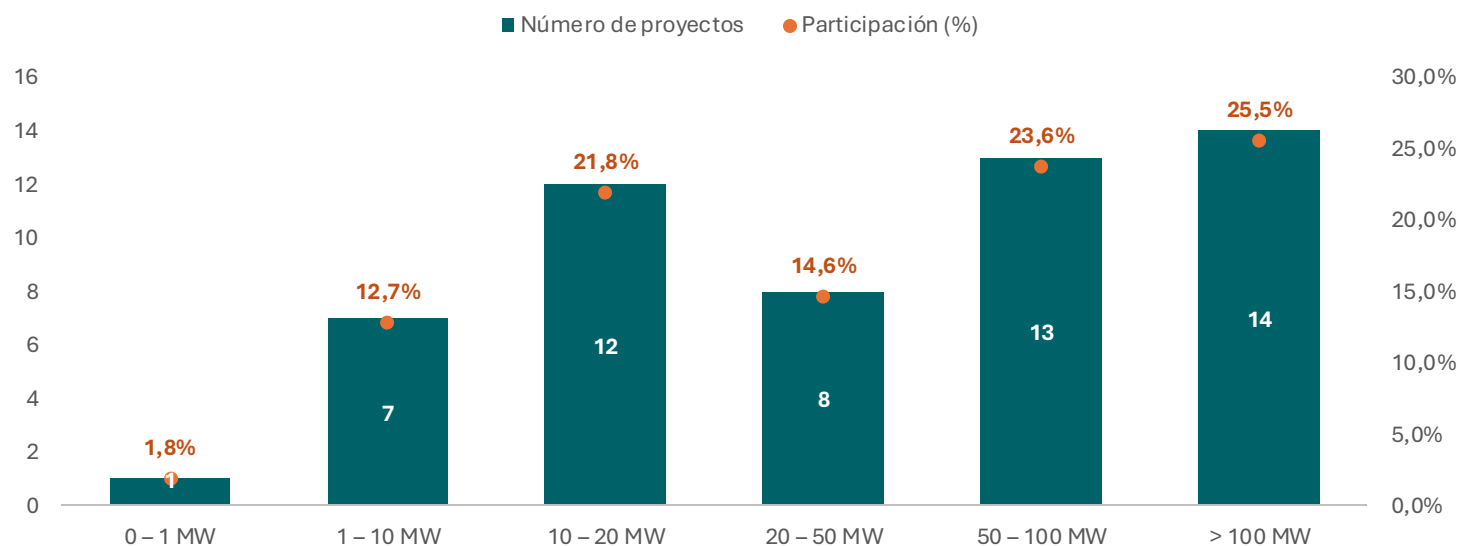
Número de Proyectos de generación



Por Fuente



Por Rango de Capacidad



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

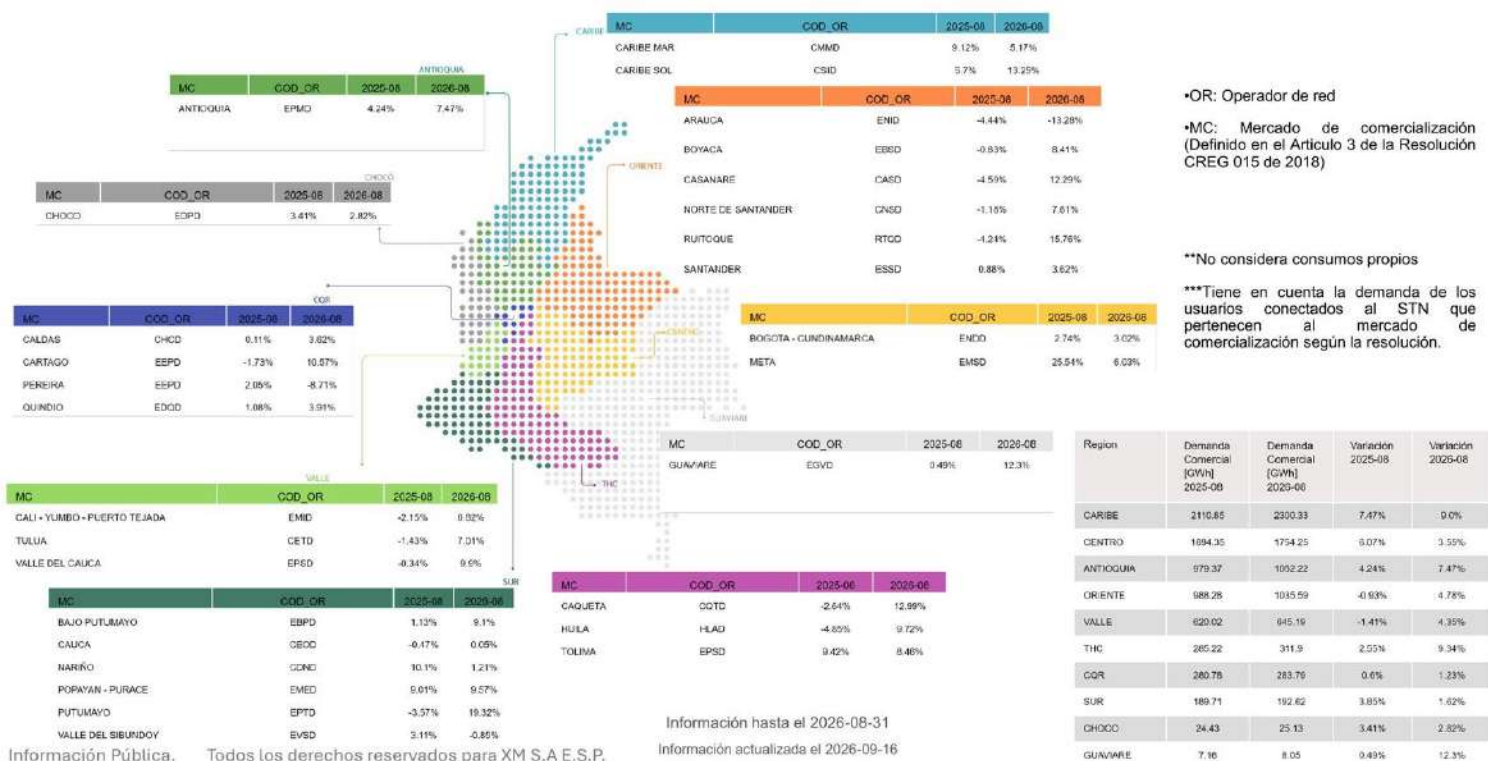
Demanda

La demanda de energía del SIN sumó 43.393,4 GWh en el primer semestre de 2026, con un promedio de 239,7 GWh-d, según los reportes mensuales de [XM](#), un aumento de 5,9% (+2.403,4 GWh) frente al mismo periodo de 2025 (40.989,9 GWh). Frente al segundo semestre de 2025 (43.059,2 GWh; 234,0 GWh-d), el promedio diario aumentó 2,4% (+5,7 GWh-d). En el acumulado de enero a agosto, la demanda alcanzó 58.791,6 GWh, 5,9% (+3.295,5 GWh) más que en igual periodo de 2025 (55.496,0 GWh). En 2025 la demanda había sumado 84.049,1 GWh, 2,4% (+1.937,6 GWh) por encima de 2024.

En agosto de 2026, último dato disponible, la demanda se ubicó en 7.696,8 GWh (248,3 GWh-d), 6,7% (+485,0 GWh) más que en agosto de 2025 (7.211,8 GWh) y en un nivel similar al de julio de 2026 (7.701,4 GWh; -0,1%). El 28 de agosto se

registró una demanda diaria de 263,26 GWh-d y el 27 de agosto una potencia máxima de 12.683 MW ([XM](#)). En el año, la demanda máxima diaria del SIN superó su registro histórico en varias ocasiones: 261,86 GWh-d el 15 de mayo ([XM](#)), 262,67 GWh-d el 30 de julio ([XM](#)) y 266,6 GWh-d en septiembre.

Por tipo de mercado, en agosto el consumo del mercado regulado (residencial y pequeños negocios) creció 9,42% (+464,43 GWh) frente al mismo mes de 2025 y el del mercado no regulado (industria y comercio) disminuyó 1,54% (-35,53 GWh). Por regiones, la región Caribe registró 2.300,33 GWh (+9,00%), Centro 1.754,25 GWh (+3,55%) y Antioquia 1.052,22 GWh (+7,47%); la mayor variación se presentó en Guaviare (+12,30%) y la menor en Caldas, Quindío y Risaralda (+1,23%).

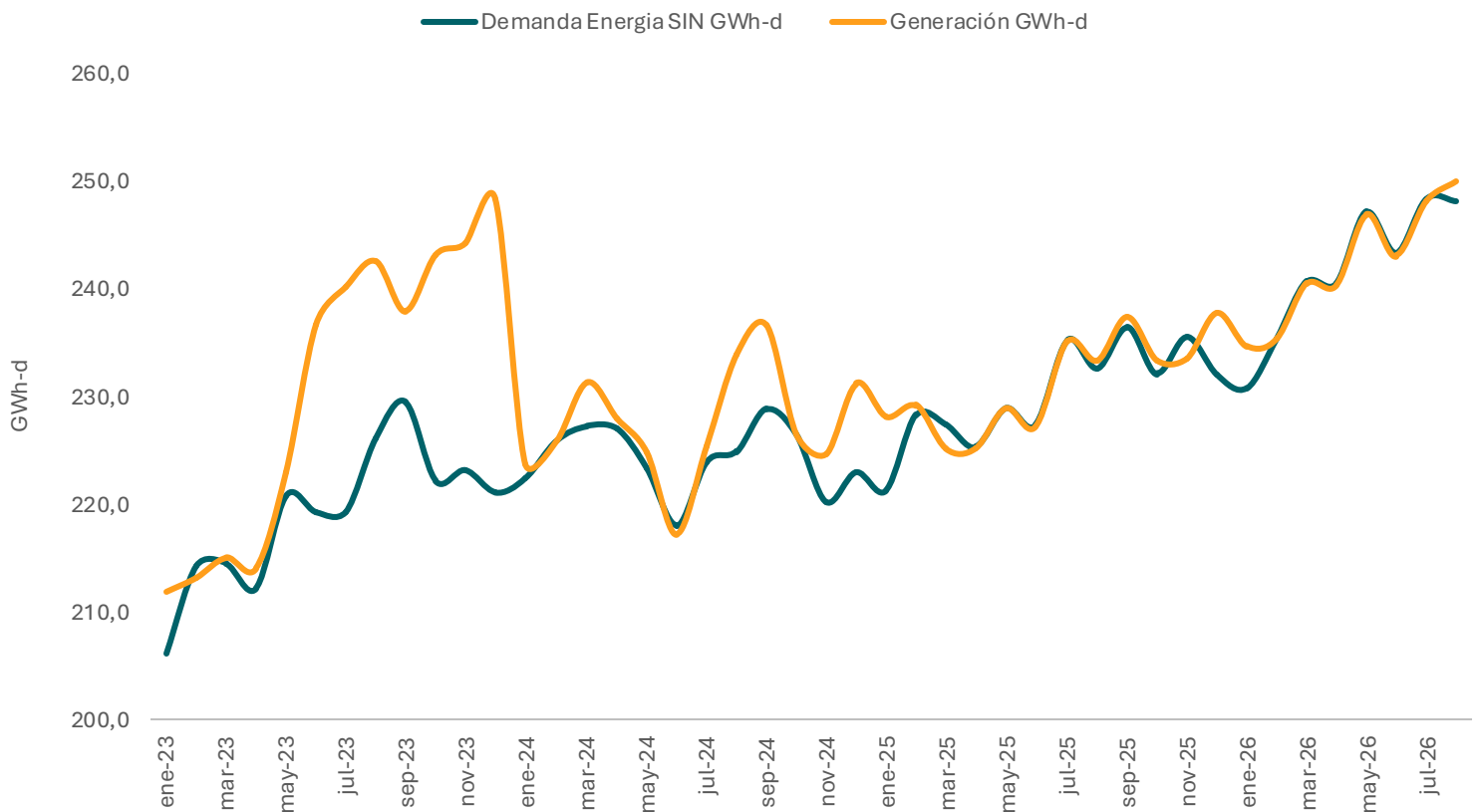


Fuente: [XM](#), Informe General de Mercado, agosto de 2026.

Entre enero y agosto de 2026 la generación promedió 242,5 GWh-d y la demanda 241,9 GWh-d, frente a 229,1 GWh-d y 228,4 GWh-d en el mismo periodo de 2025. En agosto, la generación (250,1 GWh-d) superó a la demanda (248,3 GWh-d) en 1,8 GWh-d, y entre febrero y julio la demanda superó a la generación en menos de 0,3 GWh-d por mes. La

demanda no atendida (DNA) sumó 38,84 GWh en agosto de 2026, de los cuales 34,38 GWh fueron no programados, frente a 6,27 GWh en agosto de 2025; XM la asocia al evento sísmico del 10 de agosto. En el primer semestre la DNA sumó 34,03 GWh, frente a 33,56 GWh en el mismo periodo de 2025 ([XM](#)).

Demanda vs Generación (GWh-d) de energía eléctrica



Fuente: [XM](#), cálculos CAMPETROL. Las variaciones de este capítulo se calculan con los valores en GWh.

Transacciones de energía

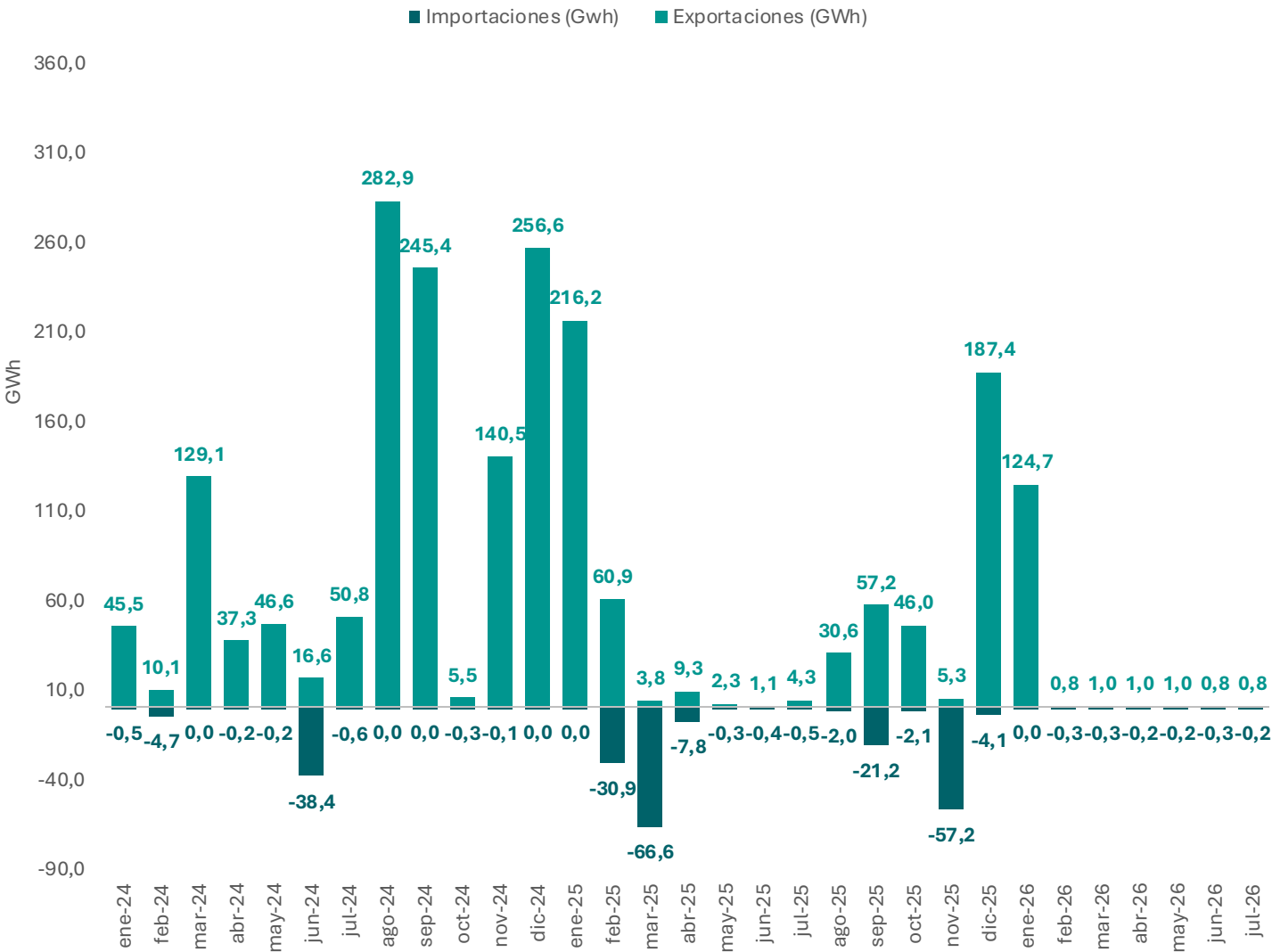
En 2025, Colombia exportó 624,4 GWh a Ecuador e importó 193,0 GWh. En el segundo semestre de ese año las exportaciones sumaron 330,7 GWh, 12,6%

(+37,0 GWh) más que en el primer semestre (293,7 GWh), y las importaciones 87,0 GWh, 17,9% (-19,0 GWh) menos (106,0 GWh).

Las transacciones internacionales de electricidad (TIE) con Ecuador fueron suspendidas desde el 22 de enero de 2026 por el [Ministerio de Minas y Energía](#), que dispuso que las exportaciones se retomarían cuando existieran condiciones técnicas, energéticas y comerciales adecuadas. En el primer semestre de 2026 las exportaciones sumaron 129,30 GWh, 56,0% (-164,4 GWh) menos que en el mismo periodo de 2025 (293,7 GWh), e incluyeron 124,69 GWh de enero; entre febrero y julio los flujos mensuales se ubicaron entre 0,78 GWh y 1,00 GWh.

Según el informe de intercambios internacionales de [XM](#), las exportaciones a Ecuador se reanudaron en la primera semana de agosto de 2026, con flujos diarios de hasta 9 GWh. En el plano regional, la [CREG](#) informó que los reglamentos del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP) entre Colombia, Ecuador y Perú, adoptados por la Secretaría General de la Comunidad Andina mediante la Resolución 2402 de 2024, entrarían en vigencia a partir del 1 de julio de 2026.

Transacciones internacionales de energía



Fuente: [XM](#), cálculos CAMPETROL.

Notas de interés # 2

Sismo del 10 de agosto de 2026 y operación del SIN

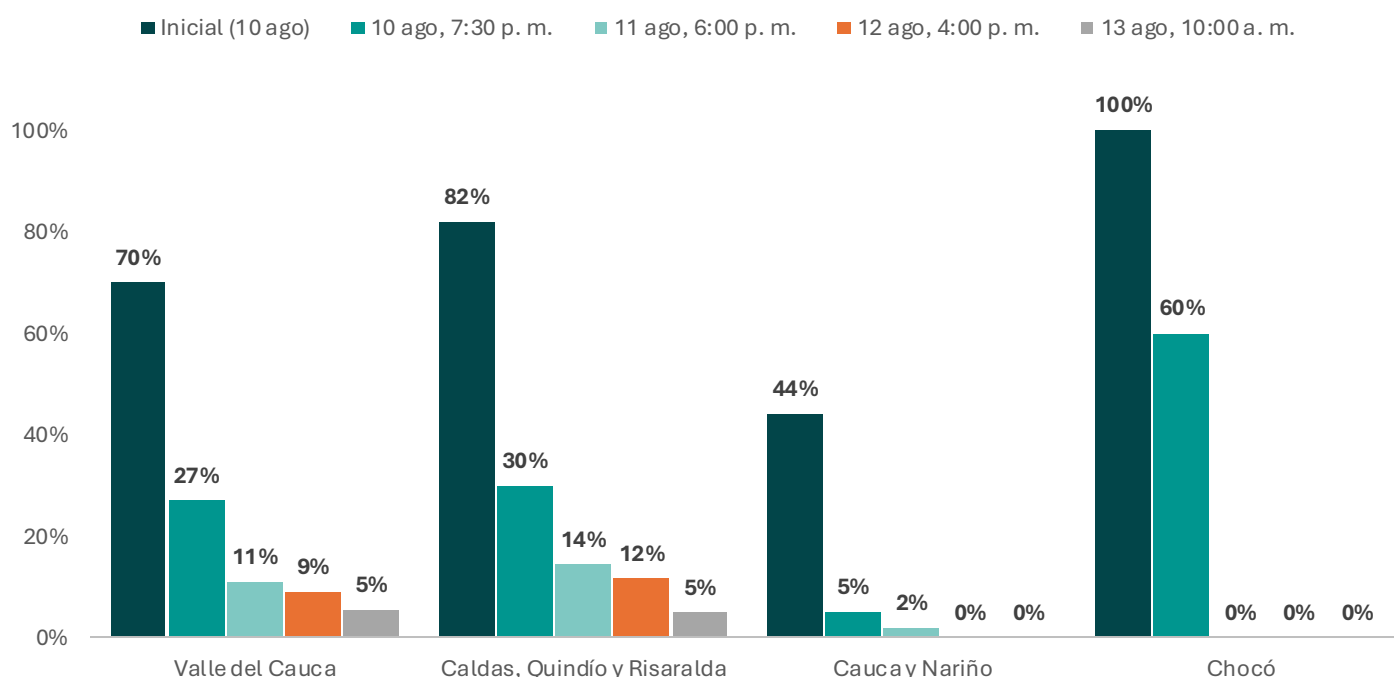
El 10 de agosto de 2026, a las 7:34 a. m., se registró un sismo de magnitud 7,4 con epicentro en San José del Palmar (Chocó) y profundidad de 103 km, asociado a la subducción de la placa de Nazca bajo la placa Sudamericana, según el [Servicio Geológico Colombiano](#). Las estaciones más cercanas al epicentro registraron entre 90 segundos y 2 minutos de movimiento, y la entidad lo ubicó como el tercer sismo de mayor magnitud en la historia del país.

De acuerdo con [XM](#), cerca del 18% de la demanda nacional resultó afectada por la indisponibilidad de activos de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y de los Sistemas de Distribución Local (SDL). La desatención inicial fue del 70% de la demanda en Valle del Cauca, 82% en Caldas, Quindío y Risaralda, 44% en Cauca y Nariño y 100% en Chocó ([XM](#)). El 12 de agosto a las 4:00 p. m. el restablecimiento llegaba

al 93% ([XM](#)) y el 13 de agosto a las 10:00 a. m. al 97%, con afectaciones de 5,4% en Valle del Cauca y 4,96% en Caldas, Quindío y Risaralda, concentradas en redes de distribución de zonas rurales ([XM](#)). La demanda no atendida del SIN sumó 38,84 GWh en agosto, frente a 6,27 GWh en agosto de 2025, y los diez eventos de mayor energía no atendida del mes correspondieron a afectaciones en el STR y el SDL de las subáreas Valle y Caldas, Quindío y Risaralda ([XM](#)).

Dos meses antes, el 28 de junio a las 5:26 p. m., el disparo de las dos barras de la subestación Antioquia 500 kV y la salida de la generación de Hidroituango activaron la primera etapa del Esquema de Deslaste Automático de Carga (EDAC), que desconectó el 5% de la demanda del SIN; el restablecimiento terminó a las 7:13 p. m. ([XM](#)).

Demanda afectada por región tras el sismo (% de la demanda regional)



Fuente: [Servicio Geológico Colombiano](#), [XM](#).

Notas de interés # 3

Plan Energía YA: liquidez del sistema eléctrico y mayor relevancia del suministro de combustibles para generación térmica

El Gobierno Nacional anunció el [Plan Energía YA](#), una estrategia orientada a preservar la continuidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, en un contexto caracterizado por presiones de liquidez dentro de la cadena de prestación del servicio y por una menor disponibilidad hídrica frente a la proximidad del fenómeno de El Niño 2026-2027.

Como parte de esta estrategia, **se destinarán \$1,5 billones COP durante lo que resta de 2026 para atender la deuda corriente con generadores térmicos**, de los cuales se anunció un primer giro de \$300.000 millones.

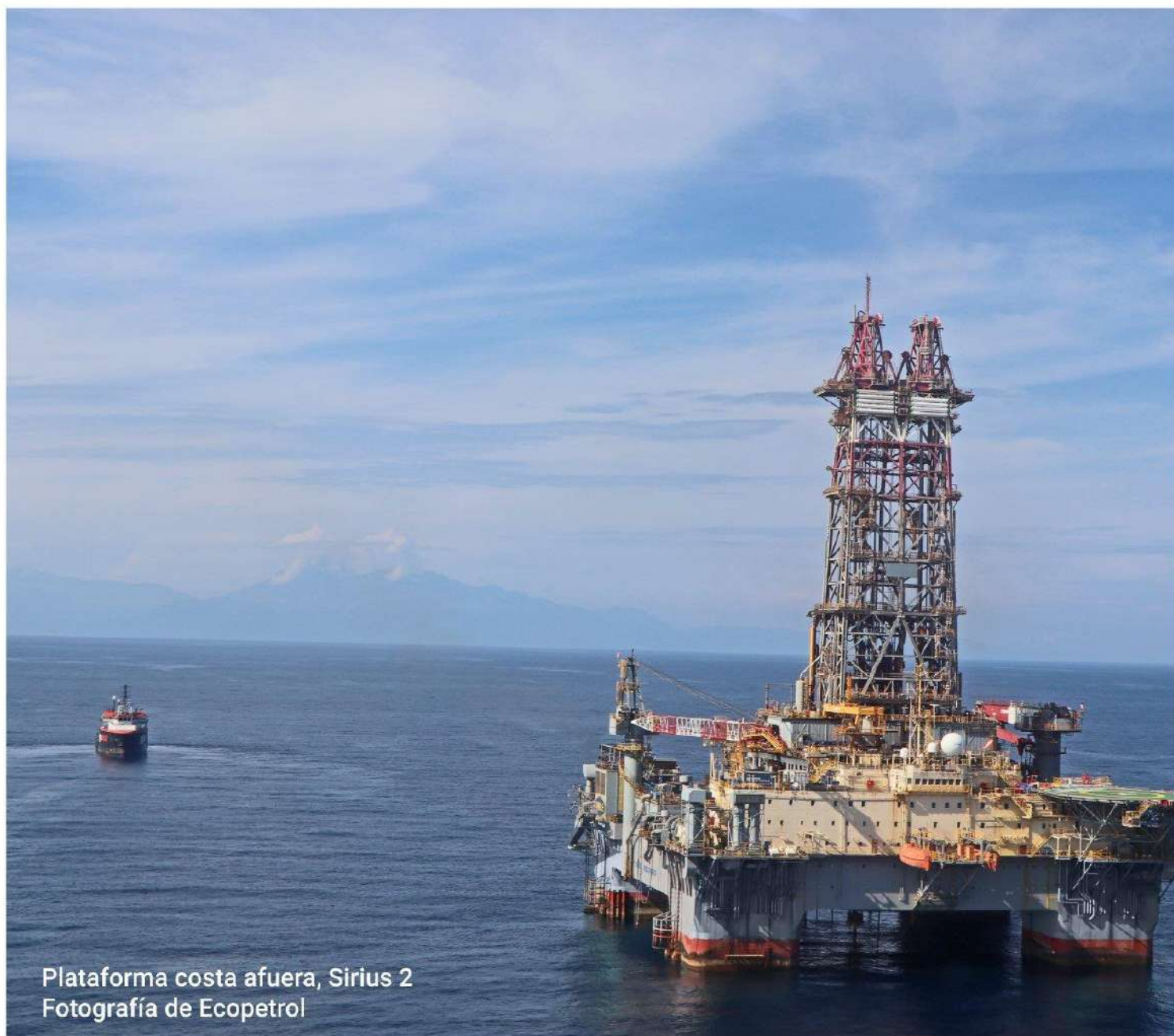
La situación de liquidez adquiere particular relevancia ante el comportamiento reciente de los aportes hídricos. De acuerdo con [XM](#), el nivel agregado de los embalses del Sistema Interconectado Nacional cerró junio de 2026 en 76,4% de su capacidad útil y alcanzó 79,9% en julio. En este contexto de menor disponibilidad hídrica, la generación térmica ha adquirido una mayor participación en la atención de la demanda eléctrica, registrando un incremento del 40% frente a 2025.

Esta mayor utilización de las plantas térmicas tiene una implicación directa para la cadena de hidrocarburos, dado que su operación depende del suministro oportuno y confiable de combustibles, principalmente gas natural y, en determinadas condiciones operativas, carbón y combustibles líquidos. En consecuencia, un escenario de menor disponibilidad hídrica no solo modifica la composición de la generación eléctrica, sino que también puede incrementar los requerimientos de combustibles destinados a respaldar el sistema eléctrico.

El Plan Energía YA contempla tres frentes de acción:

- **Liquidez:** mediante los recursos destinados al pago de deuda corriente con generadores térmicos y al pago de subsidios de energía y gas para los estratos 1, 2 y 3.
- **Sostenibilidad:** a través del fortalecimiento de los contratos de largo plazo, la optimización de la estructura tarifaria y la definición de un plan de mejoramiento integral para la prestación del servicio en el Caribe.
- **Trabajo articulado:** mediante la coordinación con las regiones y las entidades del sector, incluyendo la CREG, la UPME y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Estas medidas buscan atender las presiones de corto plazo sobre la cadena eléctrica y, simultáneamente, avanzar en condiciones que contribuyan a fortalecer la sostenibilidad y confiabilidad del sistema. Este aspecto adquiere especial relevancia ante la perspectiva de El Niño 2026-2027, que podría aumentar los requerimientos de generación térmica como respaldo ante una menor disponibilidad del recurso hídrico. En esta línea, la planeación de largo plazo también resalta la importancia de la generación térmica dentro de la matriz eléctrica. En escenarios de expansión analizados por la UPME, los recursos térmicos mantienen una participación significativa dentro de la energía firme del sistema, mientras que la generación a gas adquiere una participación creciente entre los nuevos recursos de expansión. En conjunto, el Plan Energía YA busca fortalecer la capacidad del sistema eléctrico para responder a los desafíos de liquidez y confiabilidad, particularmente ante escenarios de mayor exigencia operativa.



Plataforma costa afuera, Sirius 2
Fotografía de Ecopetrol

Capítulo 8

Industria *Oil & Gas* en Venezuela

Venezuela: apertura y cambios regulatorios

En este capítulo se analizan en profundidad los anuncios relacionados con la reactivación del sector de hidrocarburos de Venezuela, a partir del cambio en la dirección del país en enero de 2026 y su giro hacia la apertura. Se revisan las reglas de juego que se han fijado (reforma de la ley, reglamento, régimen fiscal y licencias de la OFAC), los contratos y acuerdos firmados, y las proyecciones de producción y los requerimientos de taladros. El capítulo complementa el del Balance S2-2025, en el cual se presentó el contexto general de la economía venezolana. En la construcción de este capítulo se cita la fuente de cada cifra o anuncio y se presentan cifras contradictorias, se presentan ambas versiones.

Cronología de la apertura, enero a septiembre de 2026

	Venezuela: ley y gobierno	EE. UU.: sanciones (OFAC)	Empresas: contratos y licencias
Enero	3-ene: cambio en la dirección del Gobierno; Delcy Rodríguez asume como presidenta encargada (5-ene). 29-ene: reforma de la LOH en la Gaceta Oficial 6.978.	9-ene: Orden Ejecutiva 14373 (ingresos petroleros en cuentas bajo control de EE. UU.). 29-ene: GL 46.	
Feb-Abr	26-feb: suspensión de 19 CPP firmados antes de la reforma. A los 60 días de la publicación rige el régimen fiscal: regalía hasta 30% e impuesto integrado hasta 15%.	Feb: GL 47 a 50A (diluyentes, bienes y servicios, contratos contingentes y operación de seis empresas). Mar: GL 52 (transacciones con PDVSA).	13-abr: permuta Chevron-PDVSA (Petroindependencia y Ayacucho 8). 16-abr: Repsol acuerda condiciones para aumentar su producción.
May-Ago	7-jul: Reglamento de la LOH (Decreto 5.381), con tasas agregadas de 20% a 35% según el tipo de campo. 28-jul: vence el plazo de 180 días para migrar mixtas y CPP.	27-ago: OFAC elimina la exigencia de ley de EE. UU. en los contratos; el foro de disputas debe estar en EE. UU., Reino Unido, Francia o Singapur.	11-jun: licencia de gas Loran Fase 1 (Shell). 13-ago: Loran Fase 2 (BP, XRG, UCC). 18-ago: CPP con Hunt Oil (campos Caro y Carisito).
Fin ago-Sep	14-sep: el TSJ declara sin lugar las demandas de nulidad contra la LOH reformada.	28-sep: versiones vigentes GL 46E, 48D y 49B. Ejecutar contratos de inversión sigue requiriendo licencia específica de OFAC.	28-ago: se anuncia el acuerdo NABEP (17 campos). 2 al 4-sep: Chevron (USD 7.000 millones), Eni (Junín 5, 25 años) y GeoPark (Bare, 25 años). 16-sep: memorando de Continental por Ayacucho 2.

Puntos abiertos al 4 de octubre de 2026

NABEP: la Casa Blanca habla de concesiones a 100 años y Caracas de un contrato a 25 años; el texto del contrato no está publicado.

Licencias: los contratos nuevos dependen de autorizaciones de OFAC; el contrato de GeoPark en Bare, por ejemplo, está sujeto a aprobaciones y al cumplimiento de las sanciones.

Fuente: [OFAC](#), [Casa Blanca](#), [Mayer Brown](#), comunicados de las empresas y PDVSA, cálculos CAMPETROL.

Las Gacetas Oficiales no estuvieron disponibles al momento de la consulta; la normativa se cita a través de fuentes secundarias.

Reglas de juego: ley, régimen fiscal y licencias

La reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) de enero de 2026 y su Reglamento de julio fijan quién puede operar, cuánto paga al Estado y por cuánto tiempo. Para las empresas con vínculos con EE. UU., las licencias de la OFAC (la oficina del Tesoro que administra las sanciones) añaden una tercera condición. La tabla resume la norma venezolana y el texto explica qué implica para quien invierte.

Tema	Qué establece	Referencia
Quién opera	Entes del Estado, empresas mixtas con más de 50% de participación estatal y empresas privadas domiciliadas en Venezuela, mediante contratos con entes estatales. Los yacimientos siguen siendo del Estado.	LOH, art. 23
Cuánto paga	Regalía de hasta 30% e Impuesto Integrado de hasta 15% de los ingresos brutos. El Reglamento fija una tasa conjunta: 20% en campos nuevos, 25% en extrapesado, 30% en campos desarrollados sin producción y 35% con producción.	LOH, arts. 51, 52, 55 y 56; Reglamento, art. 43
Rebajas e impuesto de renta	Rebaja de hasta 5 p.p. costa afuera o con refinación o mejoramiento. Impuesto de renta (ISLR) de 34% en campos nuevos, reducible para preservar el equilibrio económico.	Reglamento, arts. 43 y 45
Plazos	Empresas mixtas: 25 años, prorrogables hasta 15 más.	LOH, art. 35
Disputas y contenido local	Arbitraje y mediación como alternativa a los tribunales; comercialización directa con autorización del Ministerio; contenido nacional sin porcentaje fijo.	LOH, arts. 8 y 68; Reglamento, art. 6
Transición	180 días para ajustar los contratos vigentes, vencidos el 28-jul. El TSJ declaró sin lugar las demandas de nulidad (sentencia 0827, 14-sep).	LOH, disp. trans. segunda; TSJ

Qué significa para quien invierte

Lo que paga el inversionista. La tasa conjunta de regalía e impuesto integrado va de 20% en campos nuevos a 35% en campos que ya producen, una diferencia de 15 p.p. A eso se suma el impuesto de renta de 34% en campos nuevos. Según el análisis de una firma legal, el Reglamento no reparte esa tasa entre regalía e impuesto integrado.

Plazos y transición. Las mixtas tienen 25 años, prorrogables hasta 15 más (40 en total). Los contratos de Eni (Junín 5) y GeoPark (Bare), de septiembre, son a 25 años. Según Reuters, unas dos docenas de empresas debían ajustar sus contratos antes del 28 de julio, entre ellas Chevron, Repsol y Eni; los nuevos entrantes no tienen plazo fijo.

Licencias de la OFAC. En septiembre están vigentes cinco licencias generales: la GL 46E (comercialización de crudo venezolano), la 48D (bienes y servicios para exploración y producción), la 49B (negociar y firmar contratos contingentes), la 50C (operaciones con el Gobierno y PDVSA, solo para BP, Chevron, Eni, Maurel & Prom, Repsol y Shell) y la 52C (transacciones con PDVSA). Ninguna tiene fecha de vencimiento. Ejecutar un contrato nuevo requiere licencia específica, y los pagos a personas bloqueadas se hacen a los Foreign Government Deposit Funds.

Fuente: [Pandectas Digital](#), [Acceso a la Justicia](#), [Hernández G.](#), [Reuters](#), [OFAC](#), cálculos CAMPETROL.

Las Gacetas Oficiales 6.978 y 7.052 no estuvieron disponibles al momento de la consulta; la ley y el reglamento se citan a través de fuentes secundarias.

Quién entra: contratos y acuerdos de 2026



Zonas con actividad anunciada

- 1 Faja del Orinoco**
Chevron, Eni, GeoPark y Continental.
- 2 Occidente (Lago de Maracaibo)**
Repsol.
- 3 Costa afuera, Plataforma Deltana**
BP, XRG, UCC y Shell (gas).

Ubicación aproximada de las zonas; no corresponde a la delimitación oficial de los bloques. Imagen generada con IA

Zona	Empresa	Activo	Figura y plazo	Estado
1	Chevron	Petroindependencia, Carabobo 1, Carabobo 2 Sur A y Ayacucho 8	Mixtas con términos actualizados; USD 7.000 millones en cinco años	Permuta de activos el 13-abr; inversión anunciada el 2-sep
1	Eni	Junín 5	CPPH a 25 años con posible prórroga; operador exclusivo	Firmado el 2-sep
1	GeoPark	Bloque Bare	CPPH a 25 años; 65% de participación neta	Anunciado el 3-sep; sujeto a aprobaciones y sanciones
1	Continental Resources	Ayacucho 2	Memorando; CPP de largo plazo por negociar	Memorando del 16-sep
2	Repsol	Petroquiriquire (Tomoporo y La Ceiba) y Horcón	Acuerdo marco; memorando para evaluar Horcón	Acuerdo del 16-abr; memorando del 17-jun
3	BP, XRG, UCC y Shell	Loran Fases 2 y 1 (gas, Plataforma Deltana)	Licencias de exploración y producción; 4 Tcf recuperables en la Fase 2	Fase 2: 13-ago; Fase 1: 11-jun
—	Hunt Oil, TotalEnergies y ExxonMobil	Hunt: Caro y Carisito (oriente). Total: sin activo definido. Exxon: Petromonagas y Carabobo	Hunt: CPP para dos campos. Total: memorando de cooperación. Exxon: conversaciones	Hunt: firmado el 18-ago, según prensa. Total: 19-sep. Exxon: sin contrato (16-sep)

Dónde. La actividad se concentra en la Faja del Orinoco (cuatro acuerdos); fuera de ella hay un acuerdo en el occidente (Repsol) y licencias de gas costa afuera (Loran).

En qué etapa están. Hay contratos firmados (Eni el 2-sep; Hunt Oil el 18-ago, según prensa), un acuerdo anunciado con aprobaciones pendientes (GeoPark), licencias otorgadas (Loran) y memorandos, que son compromisos para negociar y no contratos definitivos (Continental, Horcón de Repsol y TotalEnergies). NABEP suma 17 campos sin ubicación pública (ver la página siguiente).

Fuente: comunicados de [Chevron](#), [Eni](#), [GeoPark](#), [Repsol](#) y [bp](#); MIPPCI; prensa; mapa con base Natural Earth; cálculos CAMPETROL.

El acuerdo NABEP: lo que dicen las partes

El 28 de agosto de 2026 se anunció un acuerdo petrolero entre el Gobierno de EE. UU., el de Venezuela y la empresa NABEP (North American Blue Energy Partners). La Casa Blanca lo describe como un acuerdo sobre 17 campos con unos 65.000 millones de barriles; PDVSA y la presidenta encargada lo presentan como un contrato a 25 años. El texto no se ha publicado, por lo que lo conocido proviene de las declaraciones de cada parte, que la tabla presenta por separado.

17

campos incluidos en el acuerdo

65.000 millones

de barriles de reservas probadas, según la Casa Blanca

21%

de las reservas probadas de Venezuela (303.221 millones de barriles)*

* Cálculo CAMPETROL: $65.000 / 303.221$ (reservas probadas de la OPEP, cierre de 2024). Es una proporción de reservas de los campos, no una transferencia de reservas.

Tema	Casa Blanca y NABEP (31-ago)	Gobierno de Venezuela y PDVSA
Plazo	100 años	25 años, renovable de mutuo acuerdo (PDVSA, 7-sep).
Figura jurídica	Concesiones.	Contrato de participación productiva (CPP), según prensa.
Participaciones	EE. UU.: 35% de la matriz de NABEP (Oficina de Capital Estratégico del Departamento de Guerra), 20% de la producción a costo y primera opción sobre el 80% restante.	PDVSA hasta 45% y el privado hasta 55%, según prensa; EE. UU. con 35% de NABEP (PDVSA).
Inversión y recaudo	Inversión de hasta USD 100.000 millones y USD 200.000 millones en regalías e impuestos en 25 años.	Más de USD 209.000 millones para Venezuela a USD 65 por barril; regalía mínima de 16% e ISLR de 34% en 8 bloques de la Faja.
Ley aplicable y firma	Ley y tribunales de EE. UU. Firmado por los secretarios de Estado y de Guerra (hoja informativa).	Venezuela conserva la propiedad y la soberanía sobre sus recursos (30-ago). Firmado, según PDVSA; el presidente de la Asamblea Nacional dijo el 1-sep que no se había presentado oficialmente.

Cómo leer las diferencias

Plazo. La LOH fija para las empresas mixtas 25 años, prorrogables hasta 15 más (40 en total). Los 25 años que cita PDVSA coinciden con ese plazo base; si el contrato se rigiera por esa regla, los 100 años de la Casa Blanca la excederían. Sin el texto no es posible saber cuál figura aplica.

Escala y montos. Según la Casa Blanca y NABEP, los campos del acuerdo producen hoy más de 200.000 b/d, cerca de 17% de los 1,201 millones de b/d que la OPEP registró para el país en agosto (comunicación directa). La meta de superar 1 millón de b/d equivale a multiplicar por cinco la producción de esos campos. Si se cumpliera y el resto del país mantuviera su nivel actual (cerca de 1 millón de b/d), Venezuela produciría alrededor de 2 millones de b/d, sin contar lo que ocurra en otras zonas. Esa cifra superaría la meta del Gobierno de más de 1,5 millones. Los USD 200.000 millones de la Casa Blanca en 25 años promedian USD 8.000 millones por año; ambas cifras de recaudo son estimaciones de las partes.

Fuente: [Casa Blanca](#), [NABEP](#), [MIPPCI](#), [Efecto Cocuyo](#), [El Nacional](#), OPEP; cálculos CAMPETROL.

No se encontraron comunicados propios de los departamentos de Energía, Estado o Guerra; el texto del contrato no está publicado.

Oportunidades para las empresas colombianas

Un mercado potencial para los bienes y servicios colombianos

La reactivación del sector en Venezuela abre un mercado potencial para las empresas colombianas de bienes y servicios (B&S). Las necesidades de taladros de la página anterior dan una idea de su tamaño: pasar de los 2 equipos activos de agosto a esas necesidades supone un aumento de actividad que requeriría proveedores. La demanda no se limitaría a los taladros. El plan de NABEP incluye unos 30 equipos de mantenimiento, y las empresas de servicios que operan en el país señalan como limitantes el transporte de equipos, la electricidad, los permisos y los contratos, lo que sugiere necesidades de logística y apoyo operativo. Es una demanda potencial: depende de que se firmen los contratos y de que se obtengan las licencias de la OFAC descritas en este capítulo.

Cumplimiento

Según la FAQ 1247 de OFAC (actualizada el 2-sep, referida a versiones anteriores de las licencias), las personas no estadounidenses en general no enfrentan riesgo por transacciones autorizadas si se constituyeron en un tercer país a más tardar el 29-ene-2025, pagan a los Foreign Government Deposit Funds, usan términos comerciales razonables y evitan canjes de deuda, criptoactivos, Rusia, Irán, Corea del Norte, Cuba, entidades ligadas a China y buques bloqueados. AmCham Colombia recomienda asesoría de cumplimiento (28-sep). Esta síntesis no es asesoría legal.

Relación Colombia-Venezuela

El acuerdo de protección de inversiones entró en vigor el 31-mar-2026 (trato justo y equitativo, expropiación solo con compensación, libre transferencia de capitales y arbitraje CNUDMI). La misión de CAMPETROL a Caracas (27 y 28 de abril) reunió a más de 90 participantes de 50 empresas. Para el gasoducto Antonio Ricaurte hay hoja de ruta desde marzo; Naturgas estima la reactivación en USD 66 millones y requeriría autorización de OFAC (30-sep), frente a USD 30 millones citados en el Balance S2-2025.

Qué seguir

1 Publicación del texto del contrato de NABEP y su relación con la LOH.

2 Licencias específicas de OFAC para ejecutar contratos nuevos (GL 49B).

3 Paso de las metas de producción a taladros activos medidos (Baker Hughes: 2 en agosto).

4 Acceso a las Gacetas Oficiales para contrastar la ley y el reglamento.

Fuente: [OFAC](#), [AmCham Colombia](#), [Reuters \(EnergyNow\)](#), [Portafolio](#), [El Nacional](#), CAMPETROL.
 Síntesis informativa; no sustituye la verificación de cumplimiento con asesores especializados.

¡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**





SYS
INGENIERÍA Y
SERVICIOS SAS



CUMPLIMIENTO

• SEGURIDAD • CONFIANZA

Somos una empresa que fusiona nuestra vasta experiencia, innovación y profundo conocimiento en ingeniería para brindar soluciones eficientes adaptables y sostenibles.



SEGURIDAD

Prioridad en cada proyecto.



CALIDAD

Estándares de excelencia en cada solución



SOSTENIBILIDAD

Comprometidos con el entorno y las comunidades

NUESTRA EMPRESA

SYS INGENIERIA Y SERVICIOS SAS es una compañía colombiana fundada en **1995**, con más de **25 años** de experiencia en el sector de hidrocarburos, energía y construcción.



1995

Año de fundación



+25

Años de experiencia



Cobertura Nacional

LO QUE HACEMOS

Ofrecemos soluciones integrales en ingeniería y servicios con énfasis en el sector energético.

- Planeación y gestión estratégica de proyectos.
- Consultoría e interventoría, asesoría técnica y profesional.
- Exploración, explotación y producción en minería e hidrocarburos.
- Ingeniería y supervisión integral
- Construcción y urbanismo.

NUESTRO IMPACTO



Protegemos el medio ambiente



Fortalecemos comunidades



Impulsamos el desarrollo sostenible

“Nuestro compromiso es contribuir a una industria petrolera más sostenible, segura y respetuosa con el territorio”.



GUARDIANES DEL TERRITORIO

A través de nuestra campaña promovemos la protección del medio ambiente, la conservación de los recursos naturales y el fortalecimiento de la cultura ambiental, contribuyendo al desarrollo sostenible de las comunidades y territorios donde operamos.



www.sysing.co



3133097460



Refinería de Cartagena, Bolívar
Fotografía de Ecopetrol

Capítulo 9

Perfiles departamentales

Con el apoyo del Monitor de Desarrollo Territorial



campetrol.org


Taladros de perforación activos

2

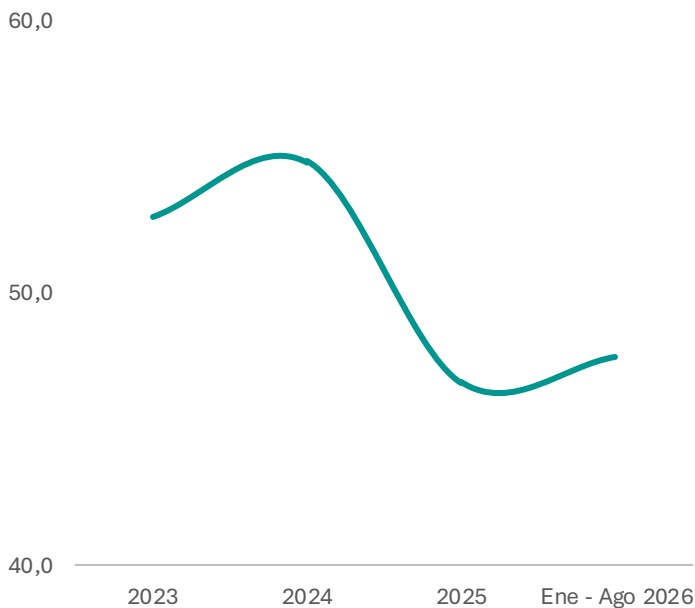
 Promedio I Sem 2026
Ene – Jun 2026
1

 Último dato disponible
Agosto 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

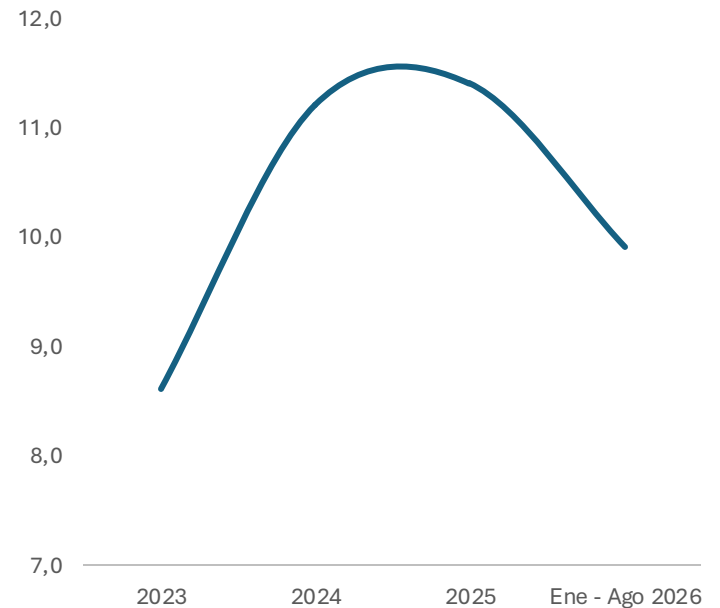
2

 Vigente a:
 Agosto 2026
 - **Hidráulico: 1**
 - **Solar: 1**
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
52,8	54,8	46,7	47,6


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
8,6	11,2	11,4	9,9



Arauca: 7 municipios · Productores de petróleo: 4 · Productores de gas: 4 · No productores: 3

1. RESULTADOS DEPARTAMENTALES

Últimos dos años disponibles por indicador

Demografía, gestión y competitividad

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Población departamental (habitantes)	2025 279.191	2026 280.022
Medición de Desempeño Departamental (0-100)	2023 55,9	2024 51,3
Índice Departamental de Competitividad (0-10)	2025 4,25 - 24 de 33	2026 4,39 - 25 de 33

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Consejo Privado de Competitividad.

Servicios públicos

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Cobertura de acueducto (% de predios)	2024 59,8%	2025 62,7%
Cobertura de alcantarillado (% de predios)	2024 57,5%	2025 48,1%
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (% de viviendas)	2023 89,8%	2024 89,9%
Cobertura de gas natural (% de usuarios)	2024 48,3%	2025 49,7%

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 % (instrucción de la fuente).

Economía y tejido empresarial

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
PIB departamental (miles de millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 9.300	2024 9.206
PIB departamental: variación real (%)	2023 -12,4%	2024 -1,0%
Peso del PIB en el total nacional (%)	2023 0,5%	2024 0,5%
PIB per cápita departamental (millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 33,67	2024 33,13
Participación en el PIB minero (%)	2024 3,98%	2025 3,83%
Empresas activas (número)	2024 2.491	2025 2.400
Consumo de energía per cápita (kWh)	2024 3.130	2025 2.923

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Confecámaras; Superintendencia de Servicios Públicos. Cifras monetarias a precios constantes de 2024; el peso sobre el total nacional, a precios corrientes. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

Bienestar social

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Déficit cuantitativo de vivienda (miles)	2020 33	2021 35
Déficit cualitativo de vivienda (miles)	2020 22	2021 22
Pobreza monetaria (% de personas)	n. d.	n. d.
Pobreza multidimensional (% de personas)	2024 17,7%	2025 12,7%
Tasa de desempleo (% de la fuerza laboral)	n. d.	n. d.
Cobertura neta en educación (%)	2024 96,4%	2025 94,9%
Camas hospitalarias (promedio por 1.000 habitantes)	2023 0,89	2024 0,94

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (ECV y GEIH); Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; Ministerio de Salud y Protección Social. El DANE no publica pobreza monetaria ni desempleo para este departamento (GEIH: 23 departamentos y Bogotá).

2. RESULTADOS MUNICIPALES

Municipios productores vs. no productores · series históricas de los últimos 5 años disponibles por indicador

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Población	2025 250.173	2026 250.910	2025 29.018	2026 29.112	
Unidad: habitantes (total del grupo).					
Medición de Desempeño Municipal	2023 54,6	2024 57,9	2023 56,4	2024 53,2	
Unidad: puntaje de 0 a 100 (promedio simple del grupo).					
Cobertura de acueducto	2024 59,8%	2025 61,9%	2024 59,2%	2025 73,2%	
Unidad: % de predios.					
Cobertura de alcantarillado	2024 58,8%	2025 47,6%	2024 43,6%	2025 54,4%	
Unidad: % de predios.					
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica	2023 89,5%	2024 89,6%	2023 92,4%	2024 92,7%	
Unidad: % de viviendas.					
Cobertura de gas natural	2024 43,9%	2025 45,4%	2024 98,7%	2025 99,7%	
Unidad: % de usuarios.					

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Valor agregado	2023 8.381	2024 8.284	2023 691	2024 696	
Unidad: miles de millones de COP constantes de 2024.					
Variación del valor agregado	2023 -13,5%	2024 -1,2%	2023 0,9%	2024 0,7%	
Unidad: % de variación real anual, a precios constantes de 2024.					
Valor agregado per cápita	2023 33,86	2024 33,27	2023 24,07	2024 24,10	
Unidad: millones de COP constantes de 2024 por habitante.					
Empresas activas	2024 2.332	2025 2.244	2024 159	2025 156	
Unidad: número de empresas (total del grupo).					
Consumo de energía per cápita	2024 3.438	2025 3.235	2024 479	2025 233	
Unidad: kWh por habitante.					
Cobertura neta en educación	2024 97,1%	2025 95,7%	2024 90,3%	2025 88,5%	
Unidad: % de la población en edad escolar.					
Camas hospitalarias	2023 0,91	2024 0,97	2023 0,72	2024 0,72	
Unidad: promedio de camas por cada 1.000 habitantes.					

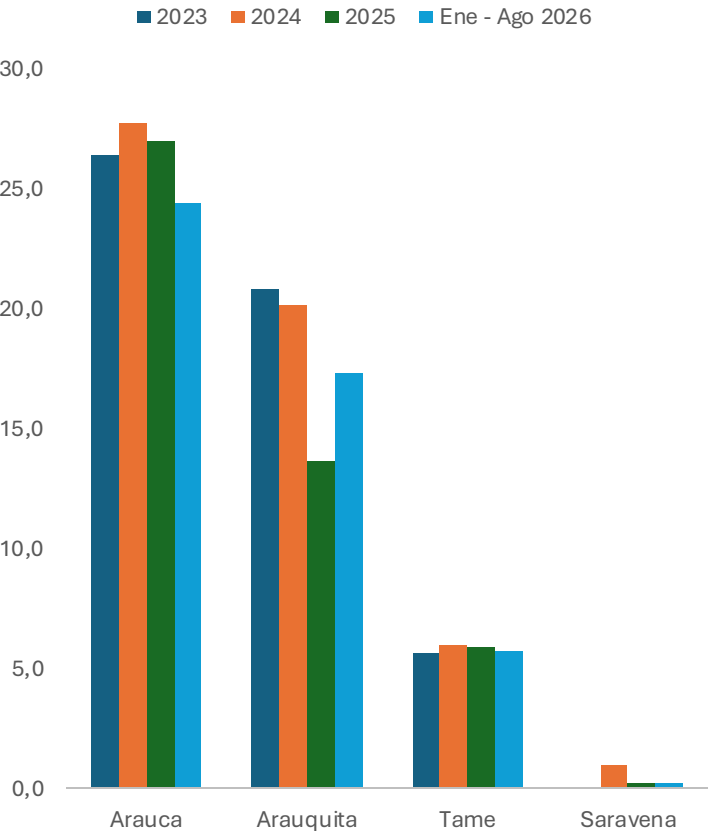
Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía; Confecámaras; Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; y Ministerio de Salud y Protección Social. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; por instrucción de la fuente se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 %. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente. Gas natural, no productores: solo Fortul reporta (desde 2023).

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 – Ago 2026
Arauca	26,4	27,7	27,0	24,4
Arauquita	20,8	20,1	13,6	17,3
Tame	5,6	6,0	5,9	5,7
Saravena	0,0	1,0	0,2	0,2

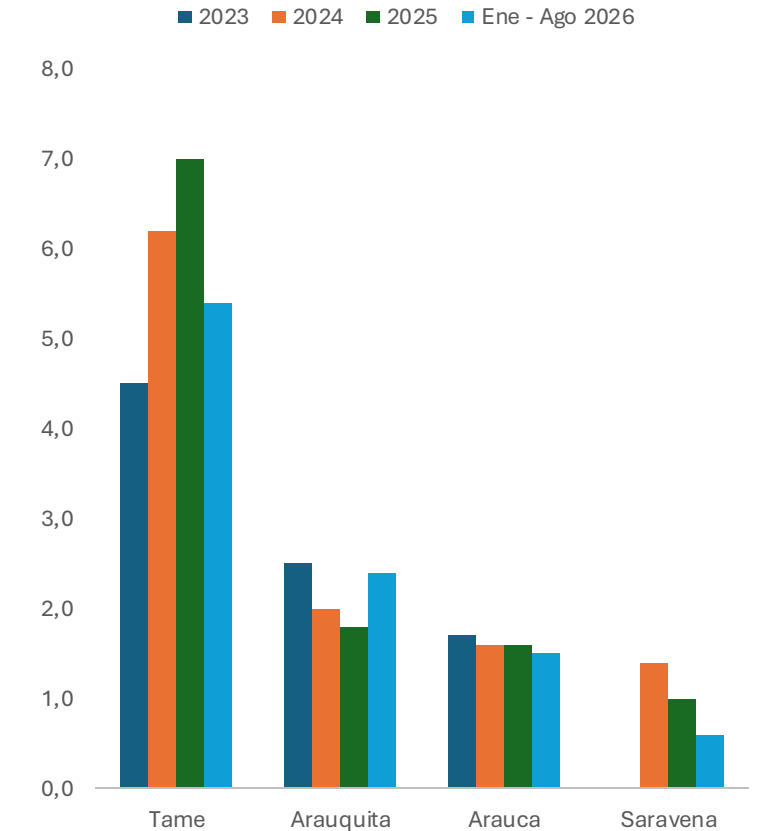


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Parex Resources Colombia Ltd. Sucursal
2. SierraCol Energy Arauca LLC

Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Tame	4,5	6,2	7,0	5,4
Arauquita	2,5	2,0	1,8	2,4
Arauca	1,7	1,6	1,6	1,5
Saravena	0,0	1,4	1,0	0,6

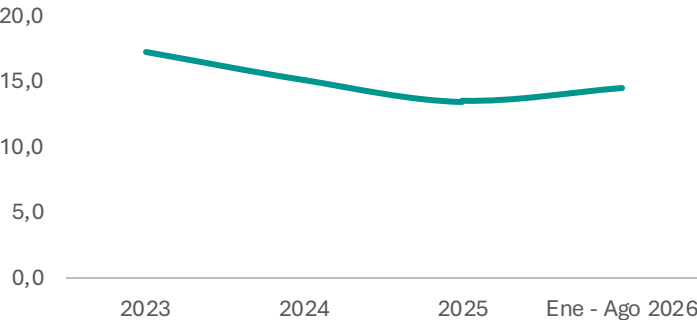


Perfiles departamentales: Arauca

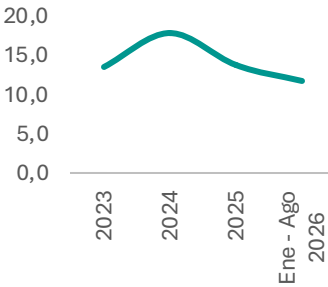
Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Caño Limón	17,3	15,1	13,5	14,5
Rex NE	13,5	17,7	13,6	11,7
Andina	4,7	4,6	4,4	4,9
Caricare	2,9	3,1	3,3	3,7
Caño Yarumal	3,3	2,9	2,7	2,8

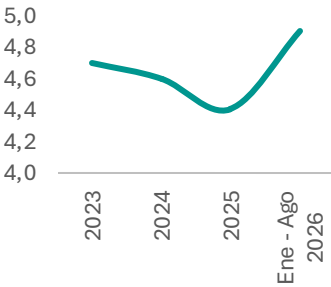
Caño Limón



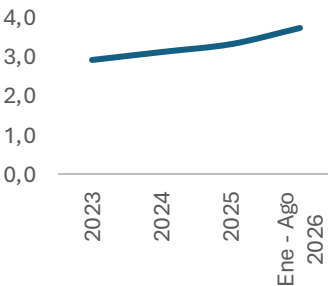
Rex NE



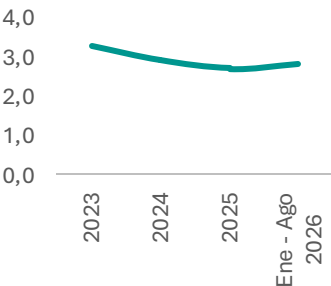
Andina



Caricare



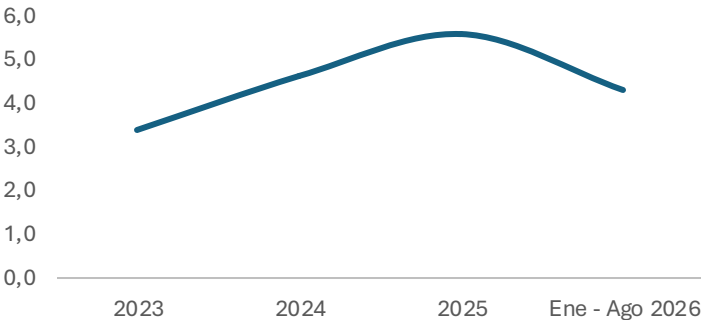
Caño Yarumal



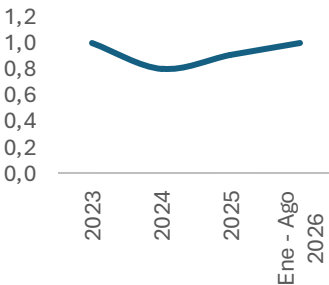
Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Andina	3,4	4,6	5,6	4,3
Caricare	1,0	0,8	0,9	1,0
Rex NE	0,7	0,8	0,9	1,0
Caño Limón	1,1	1,0	0,7	0,8
Capachos	1,0	1,2	1,0	0,8

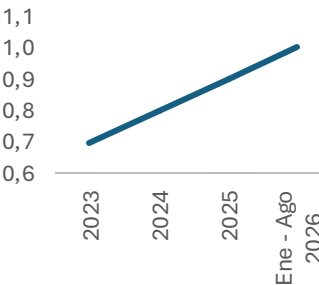
Andina



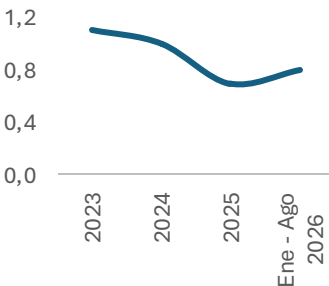
Caricare



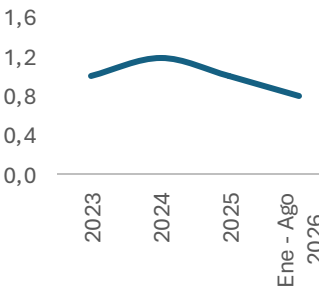
Rex NE



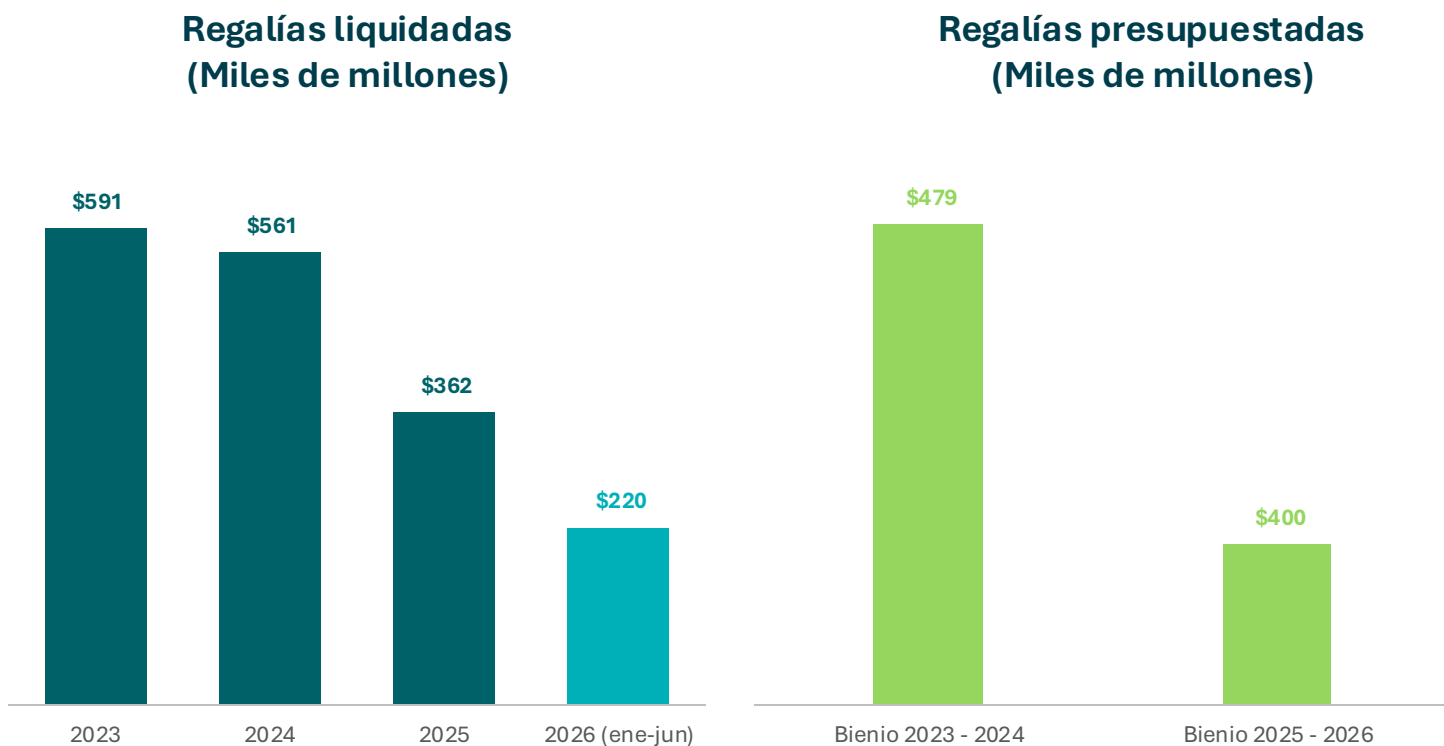
Caño Limón



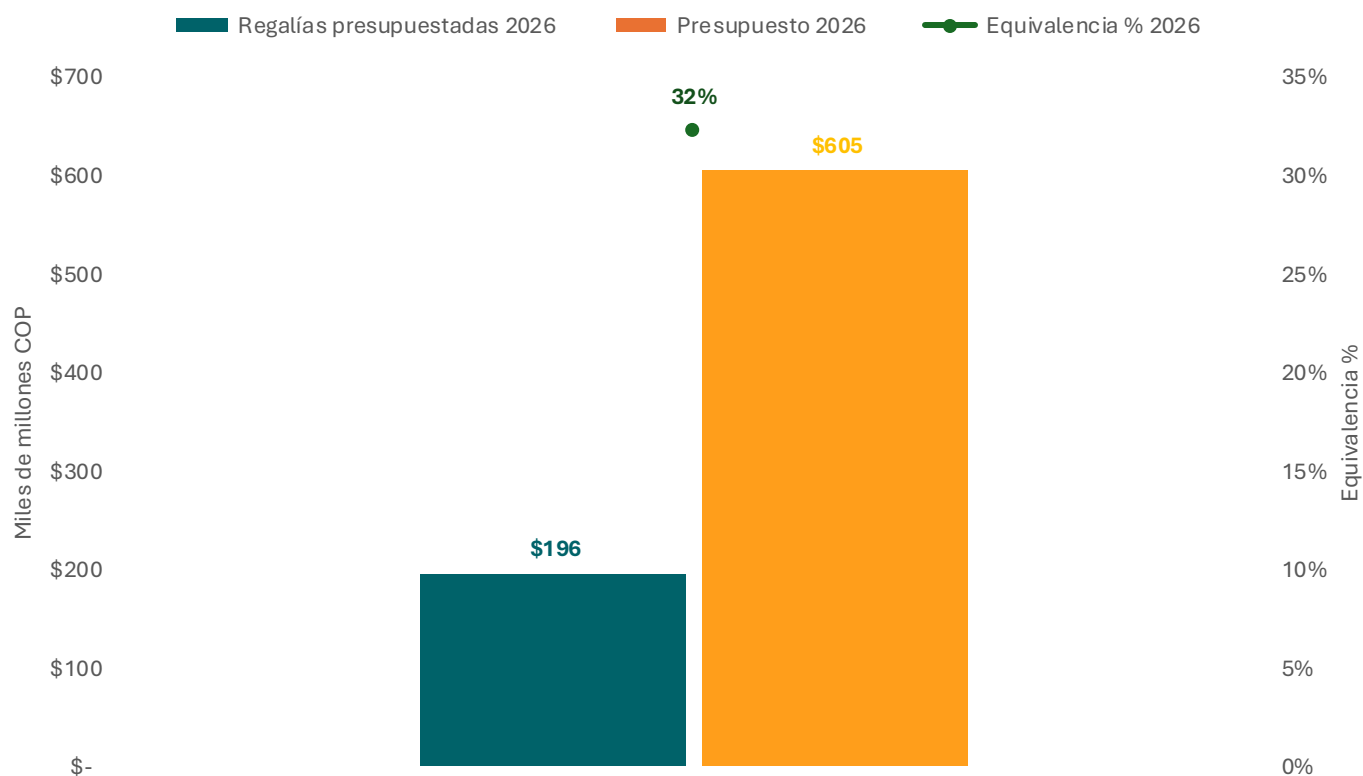
Capachos



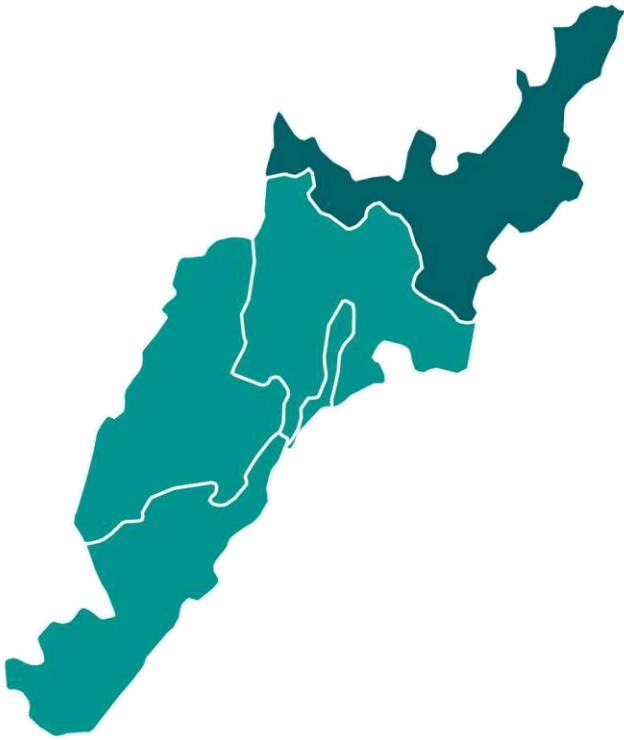
Perfiles departamentales: Arauca



Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2026



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

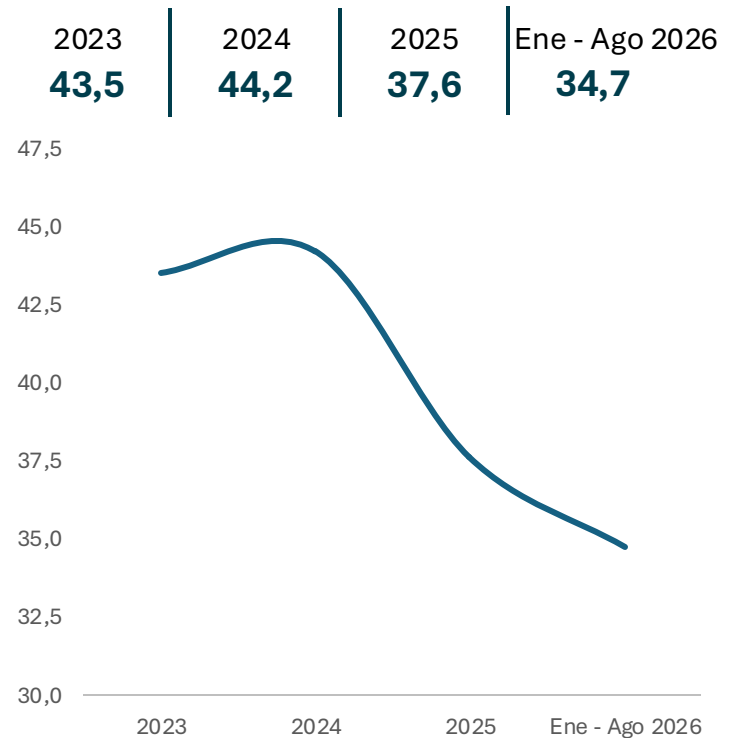
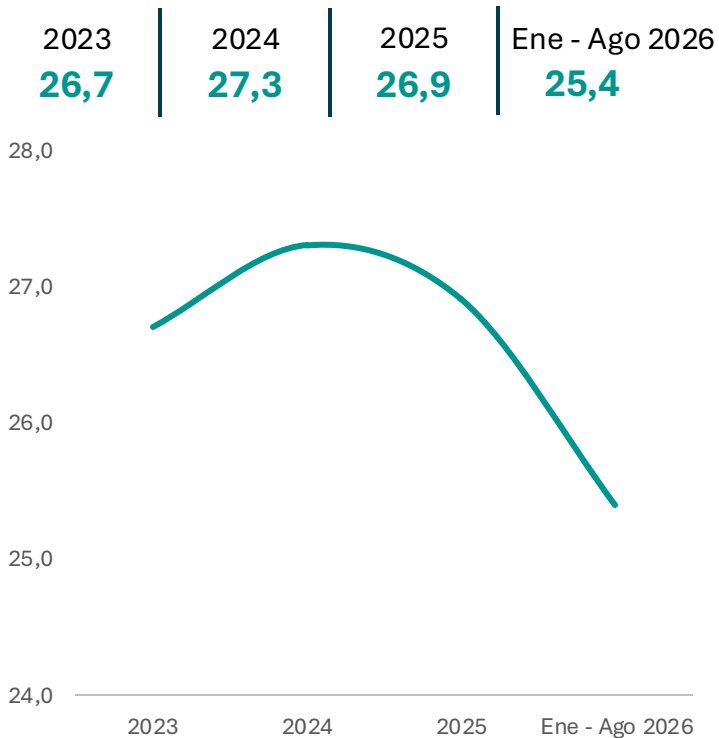

Taladros de perforación activos

0

 Promedio I Sem 2026
Ene – Jun 2026
1

 Último dato disponible
Agosto 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

6

 Vigente a:
 Agosto 2026
 - **Hidráulico: 4**
 - **Solar: 2**
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)
Producción fiscalizada de gas (MCPD)




Boyacá: 123 municipios · Productores de petróleo: 5 · Productores de gas: 5 · No productores: 118



1. RESULTADOS DEPARTAMENTALES

Últimos dos años disponibles por indicador



Demografía, gestión y competitividad

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Población departamental (habitantes)	2025 1.290.393	2026 1.295.848
Medición de Desempeño Departamental (0-100)	2023 78,0	2024 77,3
Índice Departamental de Competitividad (0-10)	2025 5,76 · 10 de 33	2026 5,79 · 10 de 33

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Consejo Privado de Competitividad.



Servicios públicos

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Cobertura de acueducto (% de predios)	2024 72,3%	2025 64,1%
Cobertura de alcantarillado (% de predios)	2024 46,4%	2025 41,5%
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (% de viviendas)	2023 91,6%	2024 92,3%
Cobertura de gas natural (% de usuarios)	2024 83,6%	2025 59,5%

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 % (instrucción de la fuente).



Economía y tejido empresarial

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
PIB departamental (miles de millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 45.152	2024 45.493
PIB departamental: variación real (%)	2023 -3,9%	2024 +0,8%
Peso del PIB en el total nacional (%)	2023 2,7%	2024 2,7%
PIB per cápita departamental (millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 35,41	2024 35,45
Participación en el PIB minero (%)	2024 3,60%	2025 3,42%
Empresas activas (número)	2024 14.149	2025 13.850
Consumo de energía per cápita (kWh)	2024 1.426	2025 1.307

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Confecámaras; Superintendencia de Servicios Públicos. Cifras monetarias a precios constantes de 2024; el peso sobre el total nacional, a precios corrientes. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.



Bienestar social

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Déficit cuantitativo de vivienda (miles)	2020 5	2021 13
Déficit cualitativo de vivienda (miles)	2020 91	2021 108
Pobreza monetaria (% de personas)	2024 30,9%	2025 31,6%
Pobreza multidimensional (% de personas)	2024 6,9%	2025 6,4%
Tasa de desempleo (% de la fuerza laboral)	2024 8,7%	2025 9,3%
Cobertura neta en educación (%)	2024 91,7%	2025 89,5%
Camas hospitalarias (promedio por 1.000 habitantes)	2023 0,85	2024 0,85

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (ECV y GEIH); Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; Ministerio de Salud y Protección Social.



2. RESULTADOS MUNICIPALES

Municipios productores vs. no productores · series históricas de los últimos 5 años disponibles por indicador

● Productores ● No productores

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Población	2025 72.710	2026 72.913	2025 1.217.683	2026 1.222.935	
Unidad: habitantes (total del grupo).					
Medición de Desempeño Municipal	2023 63,1	2024 65,8	2023 57,7	2024 57,8	
Unidad: puntaje de 0 a 100 (promedio simple del grupo).					
Cobertura de acueducto	2024 55,9%	2025 55,6%	2024 72,9%	2025 64,4%	
Unidad: % de predios.					
Cobertura de alcantarillado	2024 51,2%	2025 53,5%	2024 46,2%	2025 41,1%	
Unidad: % de predios.					
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica	2023 92,2%	2024 92,0%	2023 91,5%	2024 92,4%	
Unidad: % de viviendas.					
Cobertura de gas natural	2024 92,3%	2025 93,3%	2024 83,2%	2025 58,4%	
Unidad: % de usuarios.					

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Valor agregado	2023 3.891	2024 3.587	2023 37.784	2024 38.486	
Unidad: miles de millones de COP constantes de 2024.					
Variación del valor agregado	2023 -17,4%	2024 -7,8%	2023 -1,9%	2024 -1,9%	
Unidad: % de variación real anual, a precios constantes de 2024.					
Valor agregado per cápita	2023 54,05	2024 49,58	2023 31,40	2024 31,78	
Unidad: millones de COP constantes de 2024 por habitante.					
Empresas activas	2024 820	2025 764	2024 13.329	2025 13.086	
Unidad: número de empresas (total del grupo).					
Consumo de energía per cápita	2024 3.347	2025 1.987	2024 1.311	2025 1.266	
Unidad: kWh por habitante.					
Cobertura neta en educación	2024 81,9%	2025 79,5%	2024 92,4%	2025 90,2%	
Unidad: % de la población en edad escolar.					
Camas hospitalarias	2023 0,58	2024 0,62	2023 0,86	2024 0,87	
Unidad: promedio de camas por cada 1.000 habitantes.					

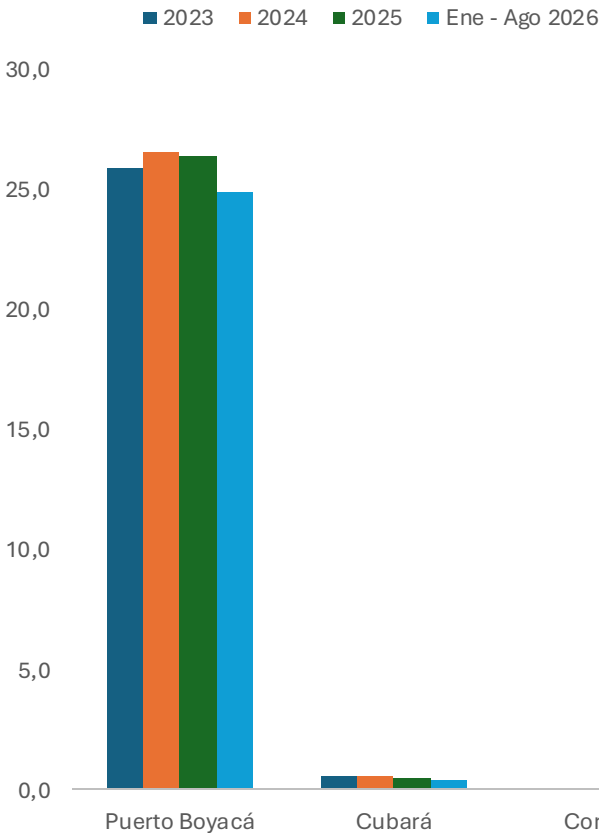
Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía; Confecámaras; Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; y Ministerio de Salud y Protección Social. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; por instrucción de la fuente se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 %. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

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. Nikoil Energy Corp.

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Puerto Boyacá	25,9	26,6	26,4	24,9
Cubará	0,6	0,6	0,5	0,4
Corrales	0,1	0,1	0,1	0,1

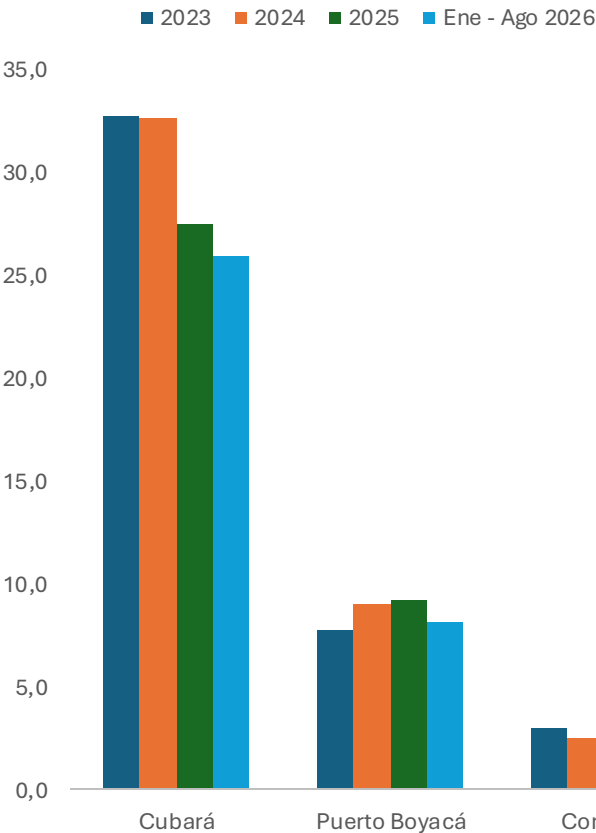


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Ecopetrol S.A.
2. Mansarovar Energy Colombia Ltd.
3. Unión Temporal Omega Energy
4. Nikoil Energy Corp.

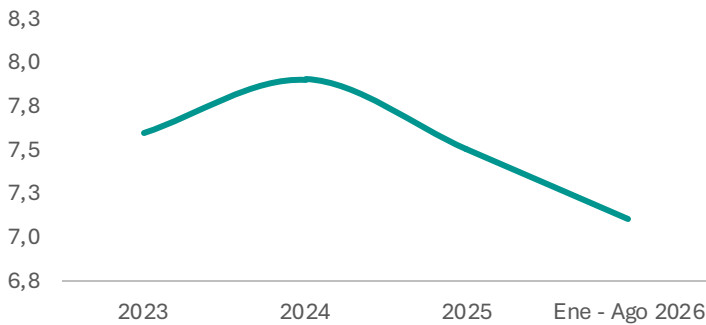
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Cubará	32,8	32,7	27,5	26,0
Puerto Boyacá	7,8	9,0	9,2	8,2
Corrales	3,0	2,5	0,9	0,4



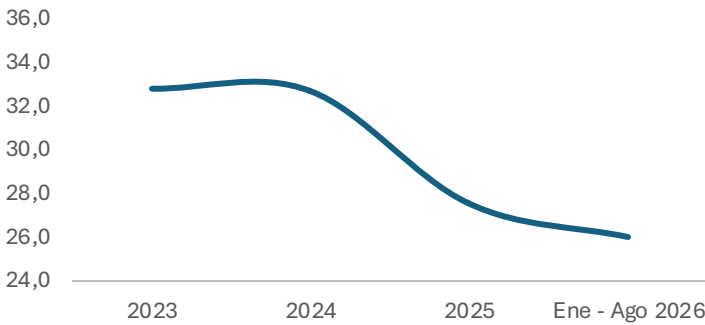
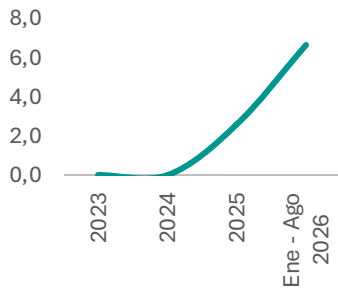
Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

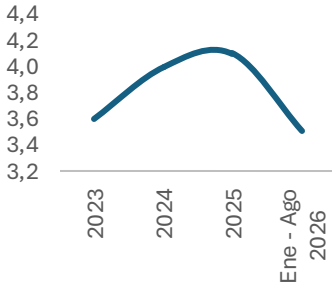
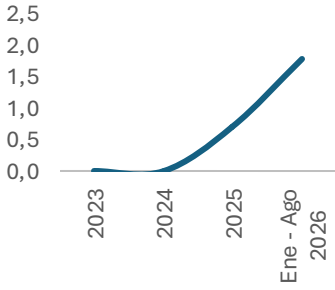
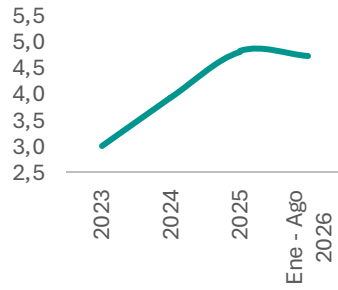
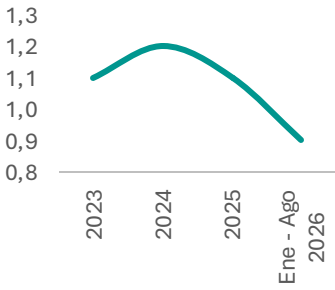
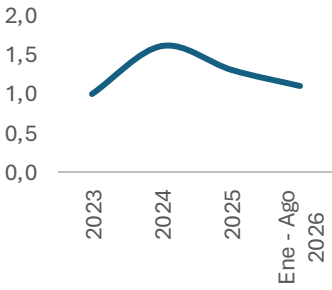
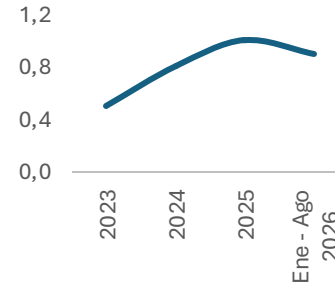
Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Palagua	7,6	7,9	7,5	7,1
Nare Unificado	-	-	2,5	6,6
Moriche	6,6	6,3	6,0	5,6
Velásquez	3,0	3,9	4,8	4,7
Caipal	1,1	1,2	1,1	0,9

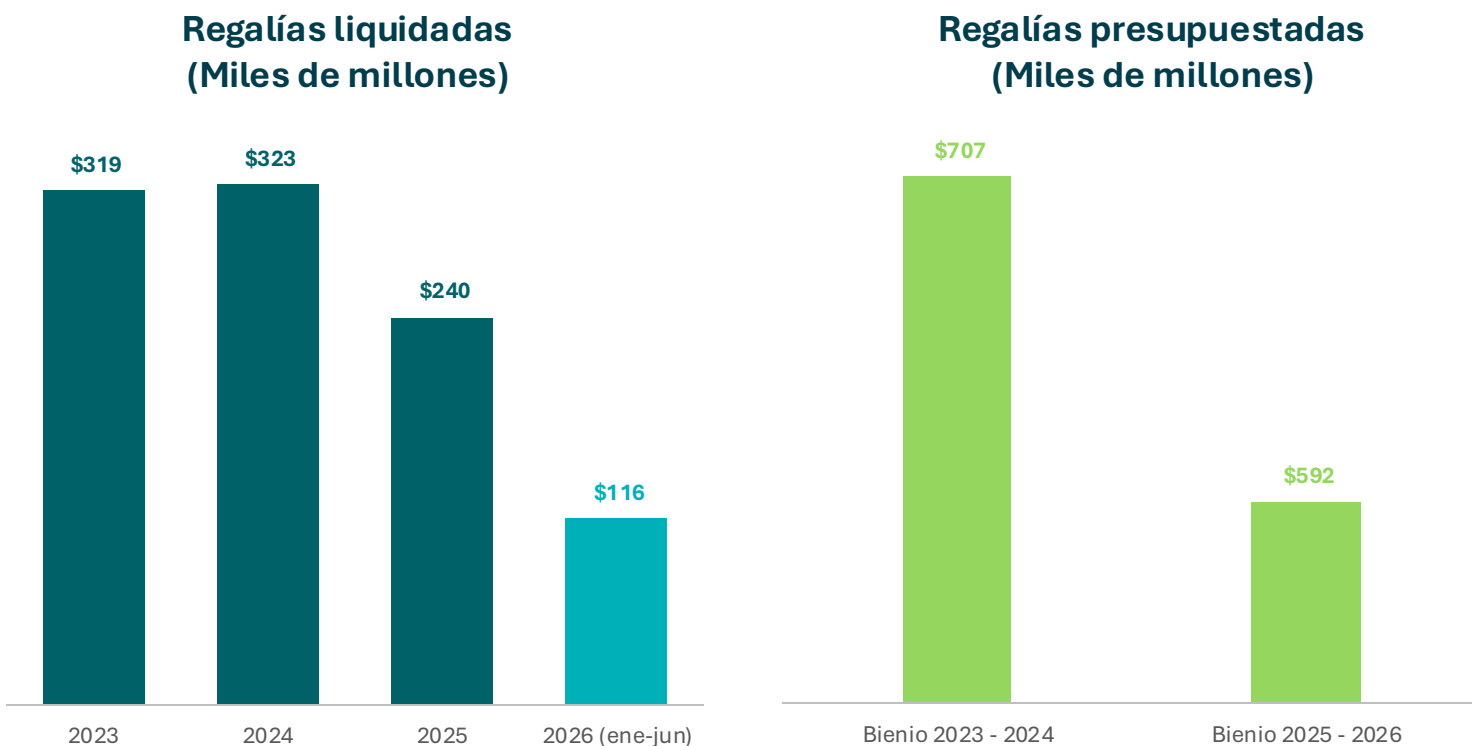
Palagua


Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

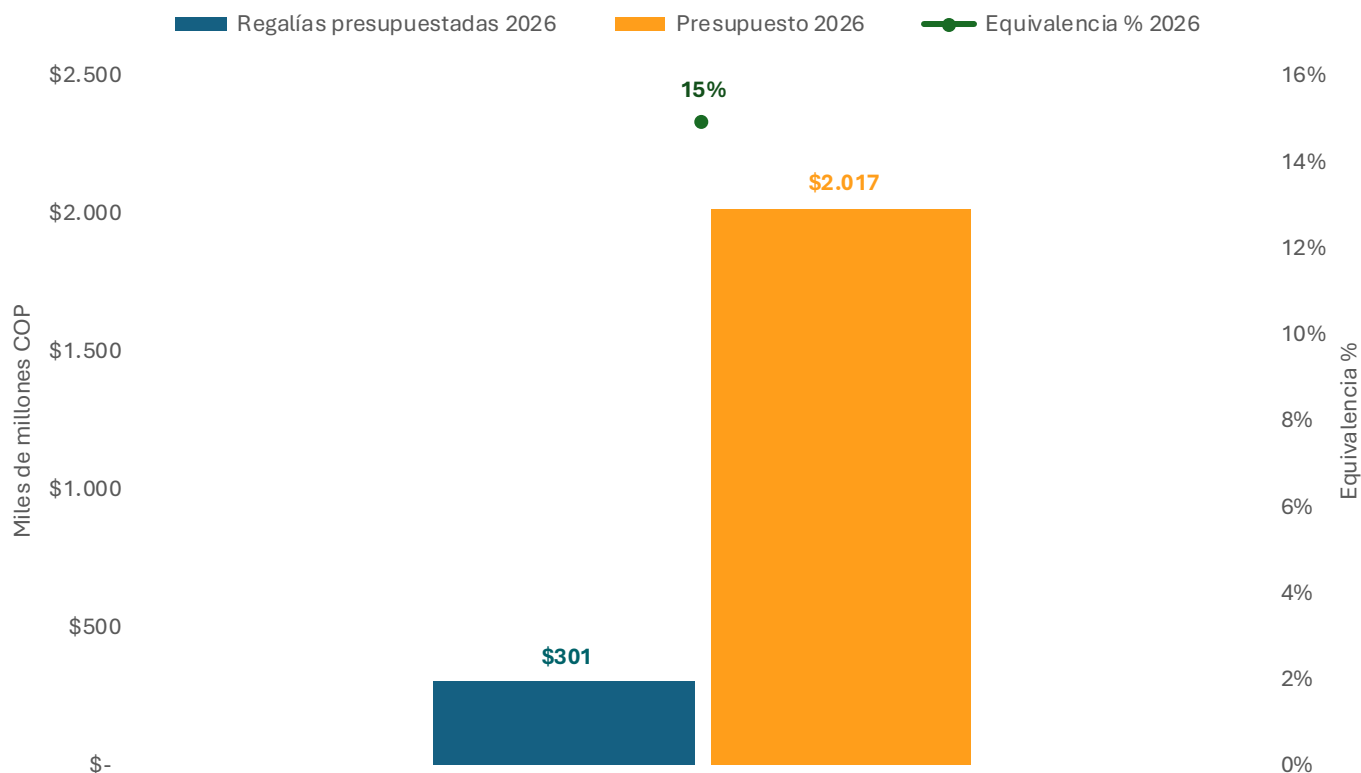
Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Gibraltar	32,8	32,7	27,5	26,0
Palagua	3,6	4,0	4,1	3,5
Nare Unificado	-	-	0,7	1,8
Caipal	1,0	1,6	1,3	1,1
Velásquez	0,5	0,8	1,0	0,9

Gibraltar

Nare Unificado

Moriche

Palagua

Nare Unificado

Velásquez

Caipal

Caipal

Velásquez




Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2026



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

Taladros de perforación activos

8

 Promedio I Sem 2026
Ene – Jun 2026

10

 Último dato disponible
Agosto 2026

Proyectos vigentes de generación de energía

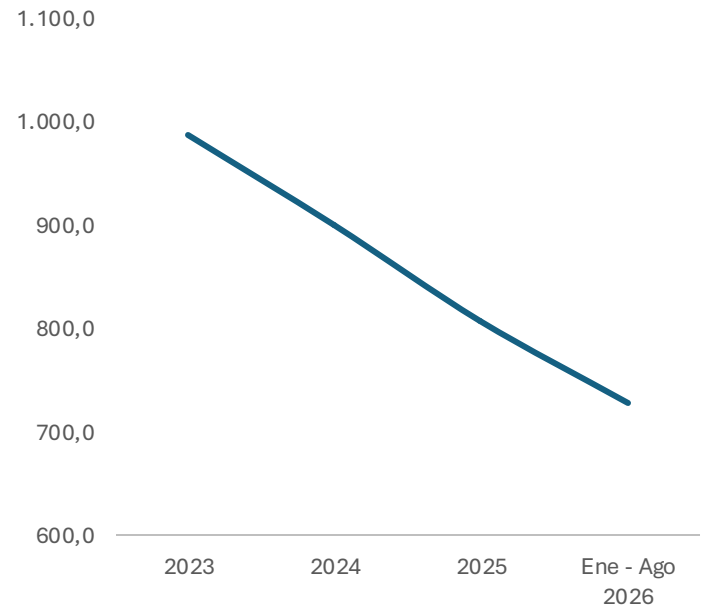
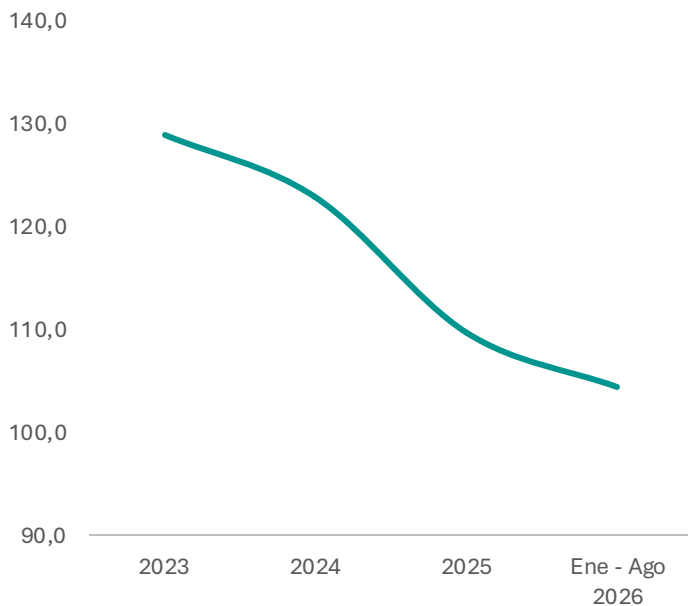
1

 Vigente a:
Agosto 2026
- Solar: 1

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)
Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
128,8	122,8	109,7	104,4

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
987,0	899,9	807,6	728,8





Casanare: 19 municipios · Productores de petróleo: 13 · Productores de gas: 13 · No productores: 6



1. RESULTADOS DEPARTAMENTALES

Últimos dos años disponibles por indicador



Demografía, gestión y competitividad

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Población departamental (habitantes)	2025 473.165	2026 477.966
Medición de Desempeño Departamental (0-100)	2023 76,3	2024 76,7
Índice Departamental de Competitividad (0-10)	2025 5,03 · 16 de 33	2026 5,08 · 17 de 33

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Consejo Privado de Competitividad.



Servicios públicos

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Cobertura de acueducto (% de predios)	2024 69,6%	2025 53,6%
Cobertura de alcantarillado (% de predios)	2024 64,9%	2025 51,1%
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (% de viviendas)	2023 90,3%	2024 91,4%
Cobertura de gas natural (% de usuarios)	2024 60,7%	2025 58,8%

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 % (instrucción de la fuente).



Economía y tejido empresarial

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
PIB departamental (miles de millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 24.645	2024 23.588
PIB departamental: variación real (%)	2023 -10,5%	2024 -4,3%
Peso del PIB en el total nacional (%)	2023 1,5%	2024 1,4%
PIB per cápita departamental (millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 53,41	2024 50,45
Participación en el PIB minero (%)	2024 11,35%	2025 10,91%
Empresas activas (número)	2024 6.729	2025 6.494
Consumo de energía per cápita (kWh)	2024 1.887	2025 985

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Confecámaras; Superintendencia de Servicios Públicos. Cifras monetarias a precios constantes de 2024; el peso sobre el total nacional, a precios corrientes. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.



Bienestar social

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Déficit cuantitativo de vivienda (miles)	2020 12	2021 12
Déficit cualitativo de vivienda (miles)	2020 39	2021 41
Pobreza monetaria (% de personas)	n. d.	n. d.
Pobreza multidimensional (% de personas)	2024 11,3%	2025 8,9%
Tasa de desempleo (% de la fuerza laboral)	n. d.	n. d.
Cobertura neta en educación (%)	2024 88,9%	2025 88,0%
Camas hospitalarias (promedio por 1.000 habitantes)	2023 0,83	2024 0,87

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (ECV y GEIH); Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; Ministerio de Salud y Protección Social. EL DANE no publica pobreza monetaria ni desempleo para este departamento (GEIH: 23 departamentos y Bogotá).



2. RESULTADOS MUNICIPALES

Municipios productores vs. no productores · series históricas de los últimos 5 años disponibles por indicador

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Población	2025 453.903	2026 458.653	2025 19.262	2026 19.313	
Unidad: habitantes (total del grupo).					
Medición de Desempeño Municipal	2023 62,1	2024 58,6	2023 53,0	2024 56,1	
Unidad: puntaje de 0 a 100 (promedio simple del grupo).					
Cobertura de acueducto	2024 71,9%	2025 54,6%	2024 32,1%	2025 34,2%	
Unidad: % de predios.					
Cobertura de alcantarillado	2024 67,1%	2025 52,1%	2024 28,7%	2025 30,8%	
Unidad: % de predios.					
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica	2023 92,2%	2024 93,3%	2023 55,1%	2024 57,7%	
Unidad: % de viviendas.					
Cobertura de gas natural	2024 61,0%	2025 58,8%	2024 53,7%	2025 57,0%	
Unidad: % de usuarios.					

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Valor agregado	2023 23.316	2024 22.266	2023 374	2024 376	
Unidad: miles de millones de COP constantes de 2024.					
Variación del valor agregado	2023 -10,8%	2024 -4,5%	2023 -2,7%	2024 +0,5%	
Unidad: % de variación real anual, a precios constantes de 2024.					
Valor agregado per cápita	2023 52,70	2024 49,66	2023 19,65	2024 19,59	
Unidad: millones de COP constantes de 2024 por habitante.					
Empresas activas	2024 6.614	2025 6.389	2024 115	2025 105	
Unidad: número de empresas (total del grupo).					
Consumo de energía per cápita	2024 1.956	2025 1.017	2024 266	2025 235	
Unidad: kWh por habitante.					
Cobertura neta en educación	2024 89,8%	2025 88,9%	2024 69,1%	2025 67,0%	
Unidad: % de la población en edad escolar.					
Camas hospitalarias	2023 0,82	2024 0,86	2023 1,12	2024 1,11	
Unidad: promedio de camas por cada 1.000 habitantes.					

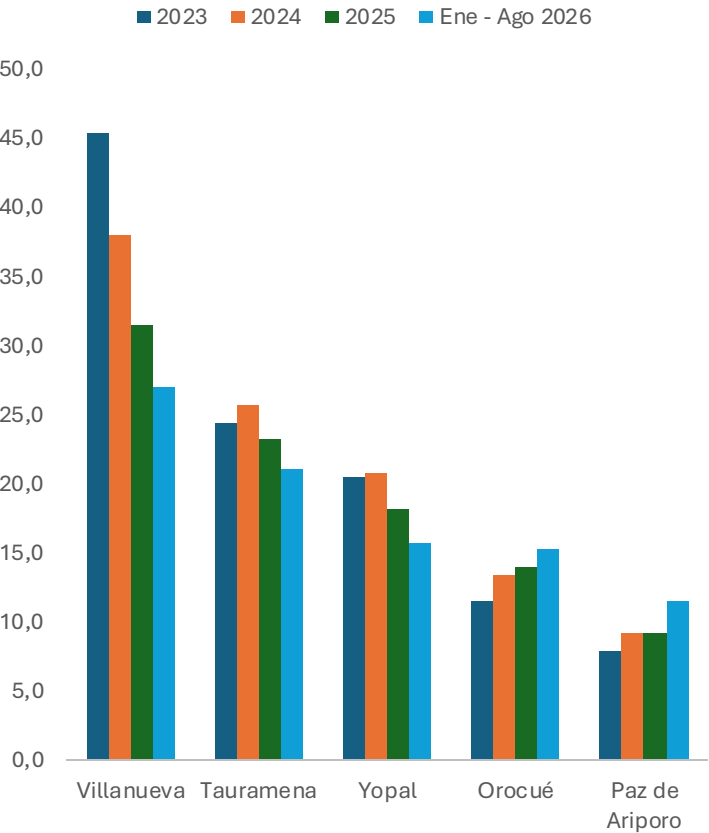
Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía; Confecámaras; Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; y Ministerio de Salud y Protección Social. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; por instrucción de la fuente se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 %. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

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

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Villanueva	45,4	38,0	31,4	26,9
Tauramena	24,3	25,6	23,2	21,0
Yopal	20,5	20,8	18,2	15,7
Orocué	11,5	13,3	14,0	15,3
Paz de Ariporo	7,8	9,1	9,1	11,4

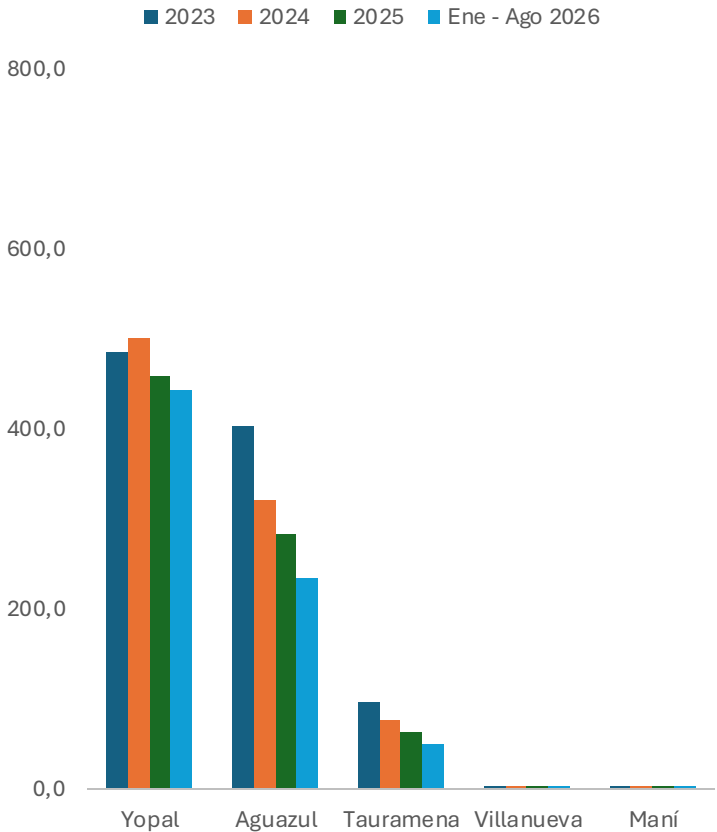


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Ecopetrol S.A.
2. Verano Energy (Switzerland) AG Sucursal
3. Perenco Colombia Limited
4. Colombia Energy Development Co.
5. GeoPark Colombia S.A.S.

Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Yopal	485,1	501,1	458,9	442,9
Aguazul	403,8	320,0	282,1	233,7
Tauramena	95,2	76,1	63,9	50,0
Villanueva	0,8	0,7	0,8	0,6
Maní	0,3	0,4	0,6	0,6

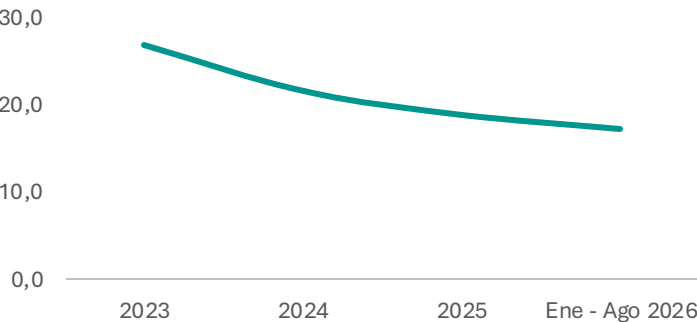


Perfiles departamentales: Casanare

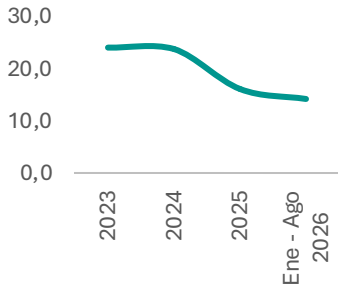
Top 5 de campos productores de Petróleo - (KBPD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Jacana	26,9	21,5	18,9	17,2
Tigana	23,8	23,5	16,1	14,3
Pauto Sur	13,4	14,1	12,6	10,8
Azogue	0,9	1,4	5,1	4,4
Chaparrito	2,6	4,6	4,3	3,9

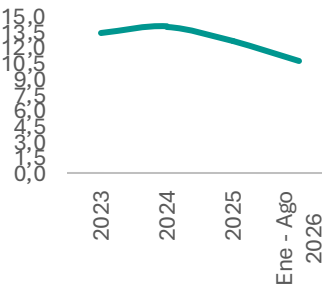
Jacana



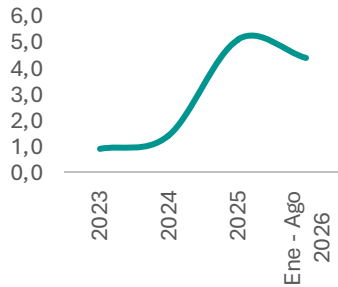
Tigana



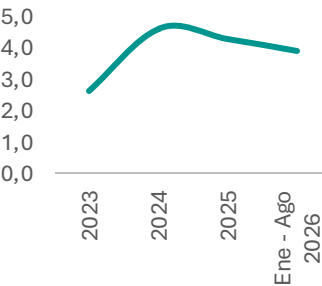
Pauto Sur



Azogue



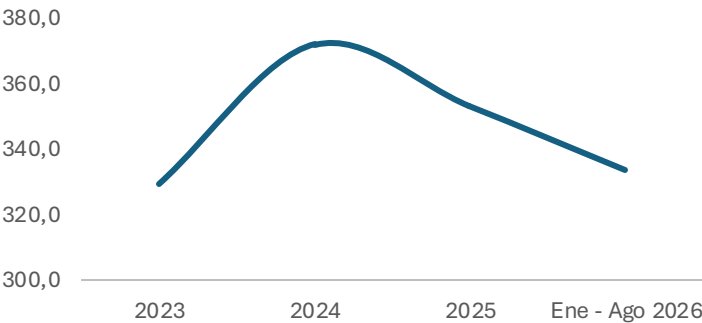
Chaparrito



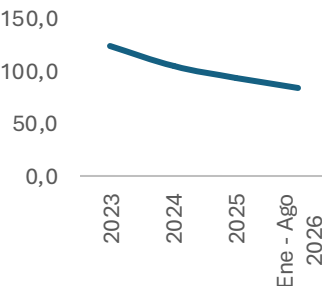
Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Pauto Sur	329,6	371,9	353,3	333,3
Cupiagua	168,6	138,7	134,9	104,3
Cupiagua Sur	124,5	104,7	94,3	83,8
Floreña	89,0	70,5	56,8	61,5
Floreña Mirador	58,3	51,6	41,9	43,4

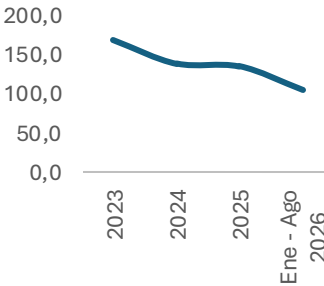
Pauto Sur



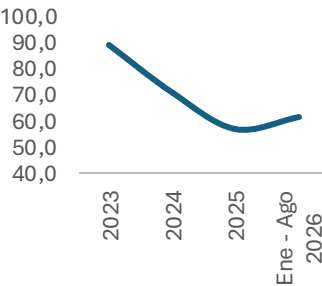
Cupiagua Sur



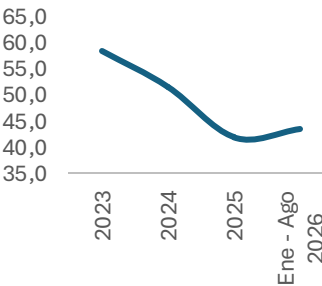
Cupiagua



Floreña

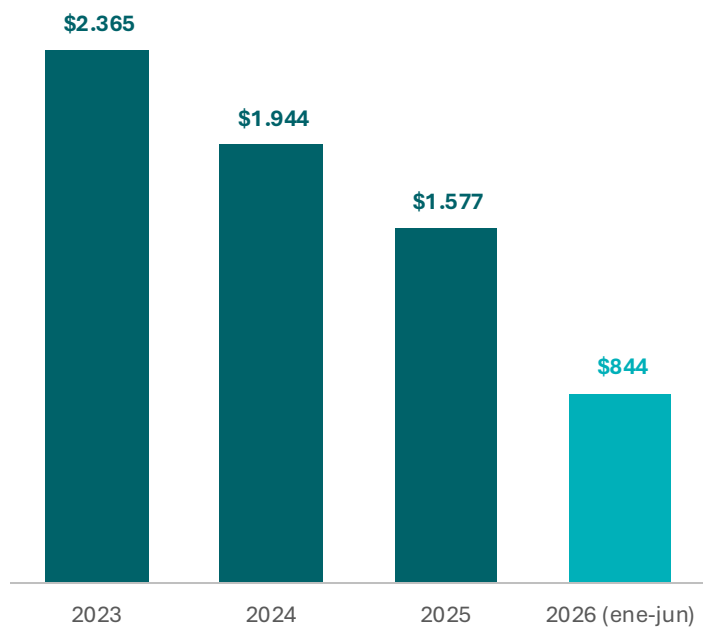


Floreña Mirador

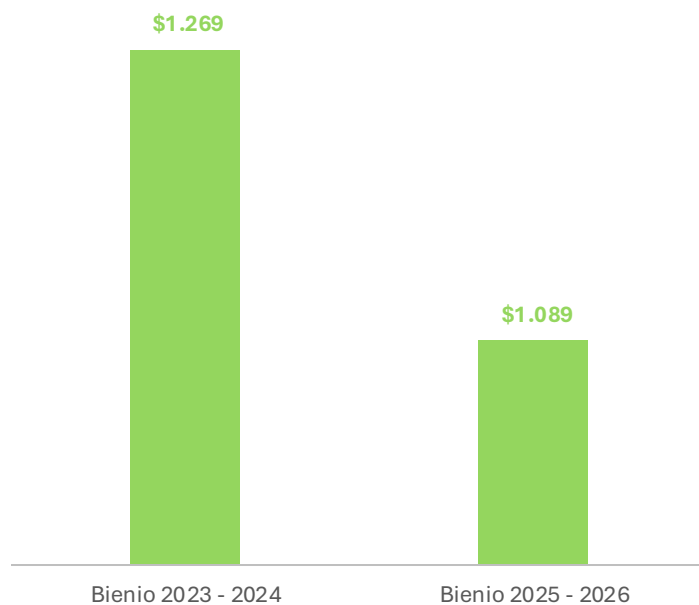


Perfiles departamentales: Casanare

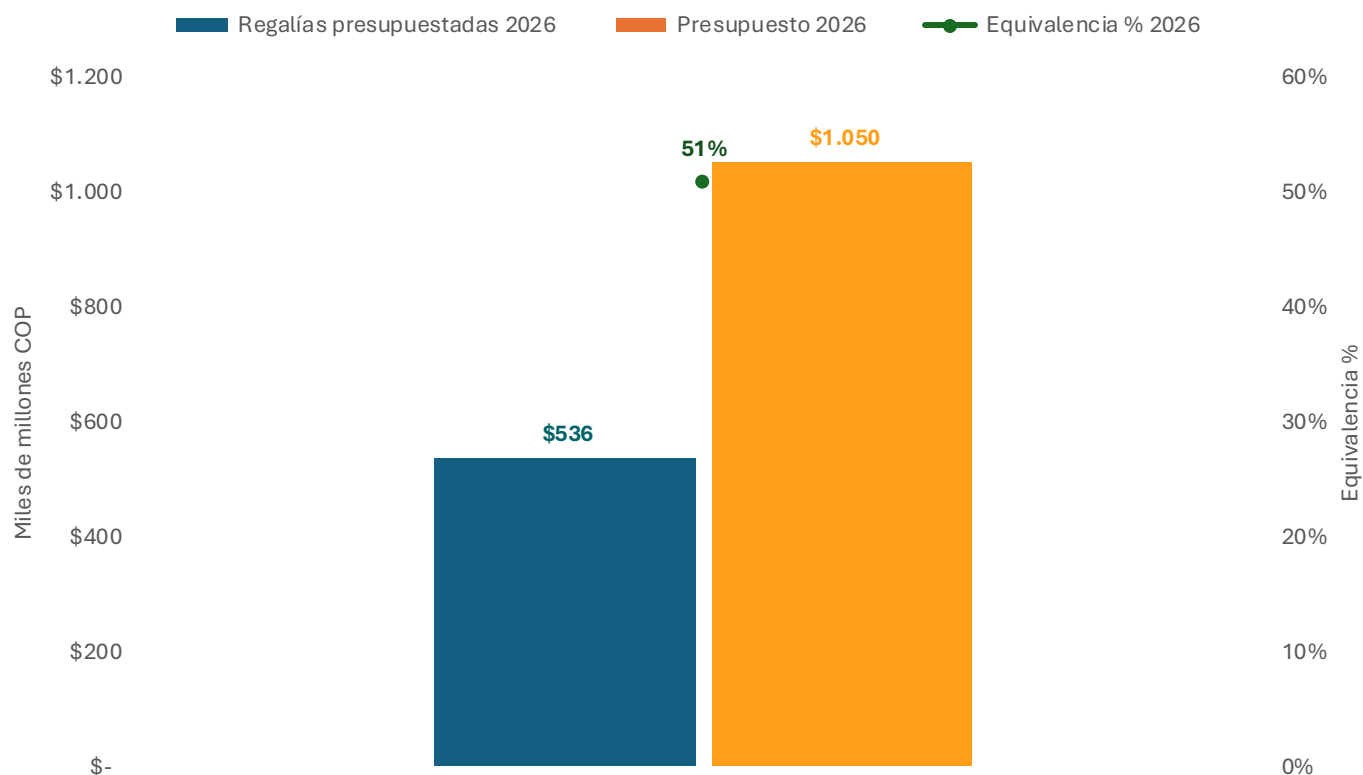
**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**



**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**



Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2026



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


Taladros de perforación activos

1

 Promedio I Sem 2026
Ene – Jun 2026
1

 Último dato disponible
Agosto 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

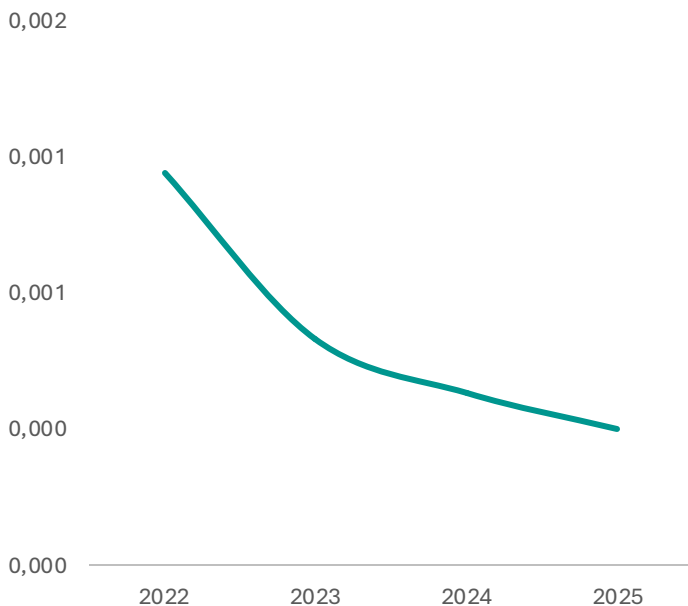
6

 Vigente a:
 Agosto 2026

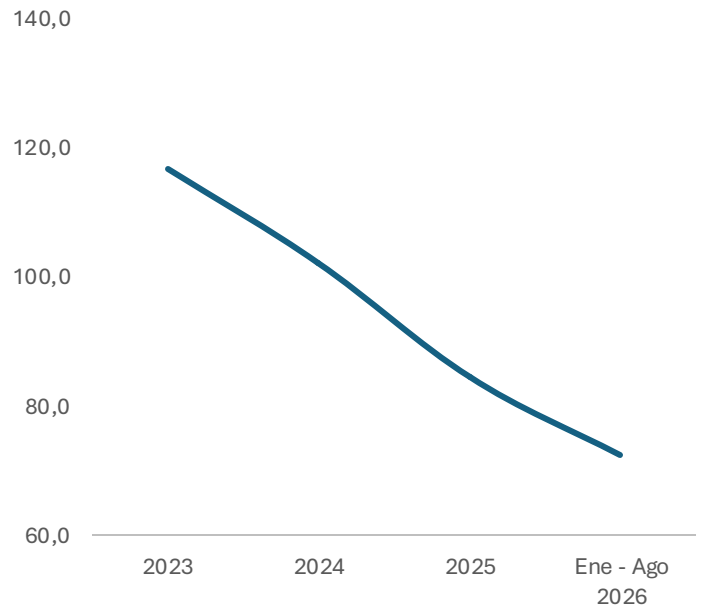
 - **Solar: 5**

 - **Térmico: 1**
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2022	2023	2024	2025
0,001	0,001	0,001	0,0005


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
116,6	102,2	84,4	72,6



**Córdoba: 30 municipios · Productores de petróleo: 1 · Productores de gas: 2 · No productores: 28****1. RESULTADOS DEPARTAMENTALES***Últimos dos años disponibles por indicador***Demografía, gestión y competitividad**

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Población departamental (habitantes)	2025 1.992.907	2026 2.014.312
Medición de Desempeño Departamental (0-100)	2023 66,6	2024 64,1
Índice Departamental de Competitividad (0-10)	2025 4,56 · 22 de 33	2026 4,72 · 22 de 33

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Consejo Privado de Competitividad.

**Servicios públicos**

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Cobertura de acueducto (% de predios)	2024 81,2%	2025 80,0%
Cobertura de alcantarillado (% de predios)	2024 68,6%	2025 68,1%
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (% de viviendas)	2023 82,0%	2024 85,1%
Cobertura de gas natural (% de usuarios)	2024 90,9%	2025 87,7%

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 % (instrucción de la fuente).

**Economía y tejido empresarial**

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
PIB departamental (miles de millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 30.176	2024 31.067
PIB departamental: variación real (%)	2023 -1,7%	2024 +3,0%
Peso del PIB en el total nacional (%)	2023 1,8%	2024 1,8%
PIB per cápita departamental (millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 15,52	2024 15,78
Participación en el PIB minero (%)	2024 1,41%	2025 1,75%
Empresas activas (número)	2024 11.190	2025 11.428
Consumo de energía per cápita (kWh)	2024 1.454	2025 724

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Confecámaras; Superintendencia de Servicios Públicos. Cifras monetarias a precios constantes de 2024; el peso sobre el total nacional, a precios corrientes. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

**Bienestar social**

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Déficit cuantitativo de vivienda (miles)	2020 108	2021 121
Déficit cualitativo de vivienda (miles)	2020 226	2021 232
Pobreza monetaria (% de personas)	2024 49,6%	2025 44,0%
Pobreza multidimensional (% de personas)	2024 25,7%	2025 19,8%
Tasa de desempleo (% de la fuerza laboral)	2024 10,9%	2025 10,5%
Cobertura neta en educación (%)	2024 78,0%	2025 75,4%
Camas hospitalarias (promedio por 1.000 habitantes)	2023 1,13	2024 1,18

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (ECV y GEIH); Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; Ministerio de Salud y Protección Social.

**2. RESULTADOS MUNICIPALES***Municipios productores vs. no productores · series históricas de los últimos 5 años disponibles por indicador*

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Población	2025 158.152	2026 159.559	2025 1.834.755	2026 1.854.753	
Unidad: habitantes (total del grupo).					
Medición de Desempeño Municipal	2023 50,0	2024 49,1	2023 47,5	2024 48,5	
Unidad: puntaje de 0 a 100 (promedio simple del grupo).					
Cobertura de acueducto	2024 77,2%	2025 71,8%	2024 81,4%	2025 80,4%	
Unidad: % de predios.					
Cobertura de alcantarillado	2024 65,4%	2025 60,0%	2024 68,7%	2025 68,5%	
Unidad: % de predios.					
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica	2023 86,4%	2024 86,2%	2023 81,7%	2024 85,0%	
Unidad: % de viviendas.					
Cobertura de gas natural	2024 96,1%	2025 90,8%	2024 90,5%	2025 87,4%	
Unidad: % de usuarios.					

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Valor agregado	2023 1.900	2024 1.935	2023 26.325	2024 27.214	
Unidad: miles de millones de COP constantes de 2024.					
Variación del valor agregado	2023 -2,3%	2024 -1,9%	2023 -1,2%	2024 -3,4%	
Unidad: % de variación real anual, a precios constantes de 2024.					
Valor agregado per cápita	2023 12,27	2024 12,36	2023 14,72	2024 15,01	
Unidad: millones de COP constantes de 2024 por habitante.					
Empresas activas	2024 582	2025 611	2024 10.608	2025 10.817	
Unidad: número de empresas (total del grupo).					
Consumo de energía per cápita	2024 580	2025 154	2024 1.529	2025 773	
Unidad: kWh por habitante.					
Cobertura neta en educación	2024 74,7%	2025 72,1%	2024 78,2%	2025 75,6%	
Unidad: % de la población en edad escolar.					
Camas hospitalarias	2023 0,67	2024 0,61	2023 1,17	2024 1,23	
Unidad: promedio de camas por cada 1.000 habitantes.					

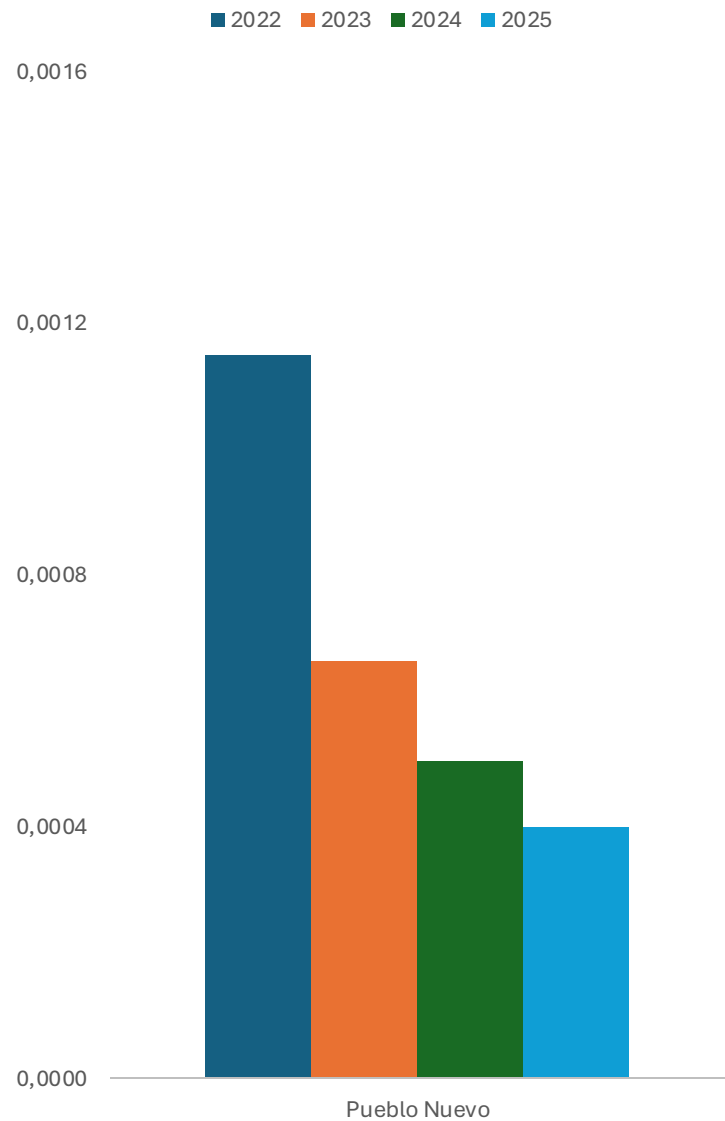
Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía; Confecámaras; Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; y Ministerio de Salud y Protección Social. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; por instrucción de la fuente se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 %. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

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

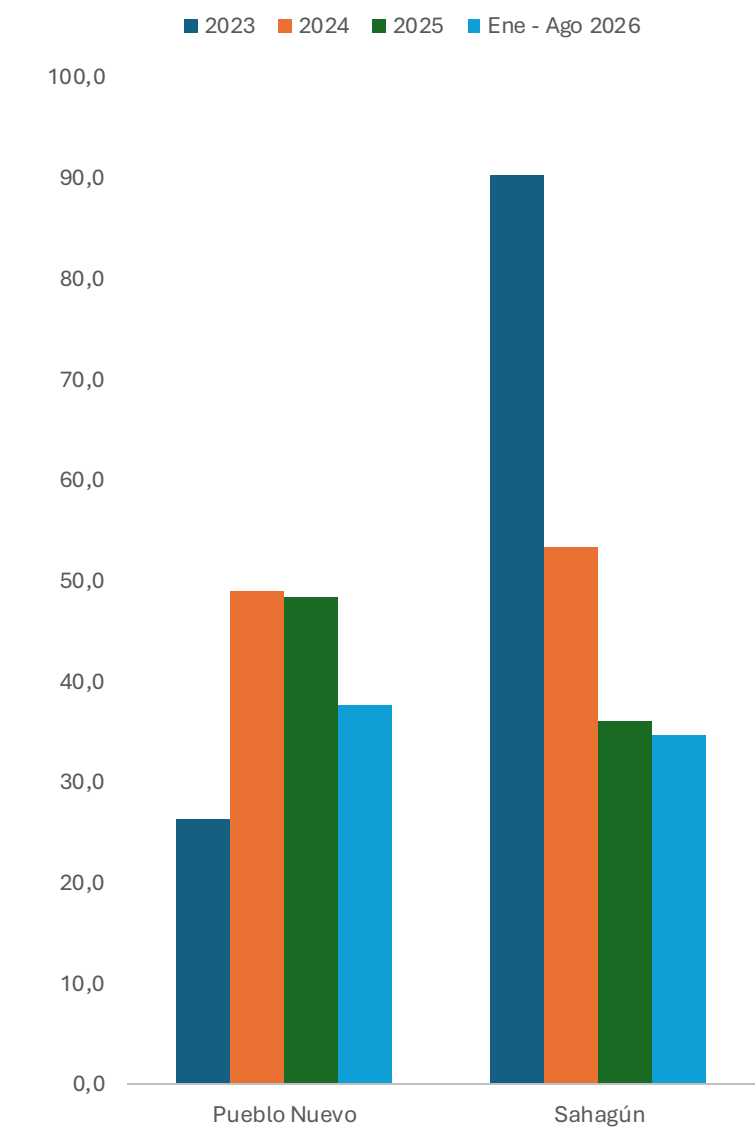


Top 5 compañías operadoras presentes
Gas

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

Top 5 de municipios productores de
Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Pueblo Nuevo	26,3	48,9	48,3	37,6
Sahagún	90,3	53,3	36,1	34,7

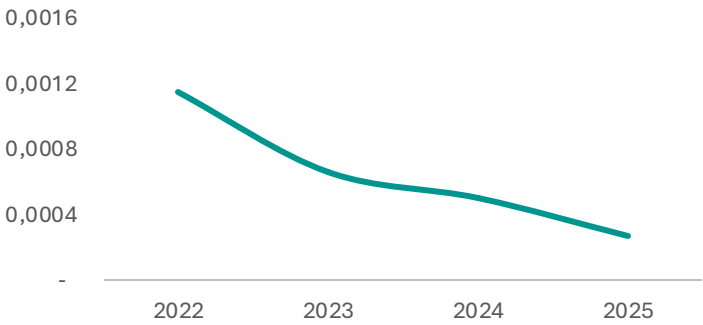


Perfiles departamentales: Córdoba

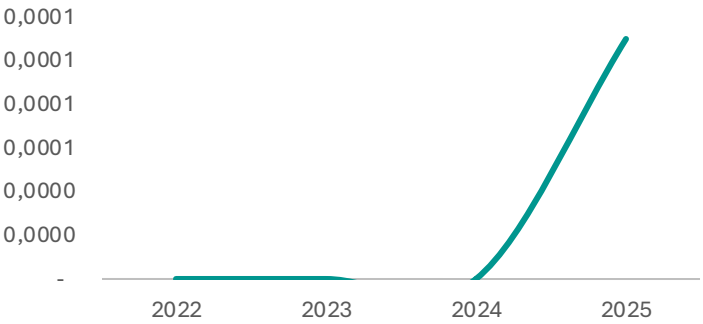
Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

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

Arrecife



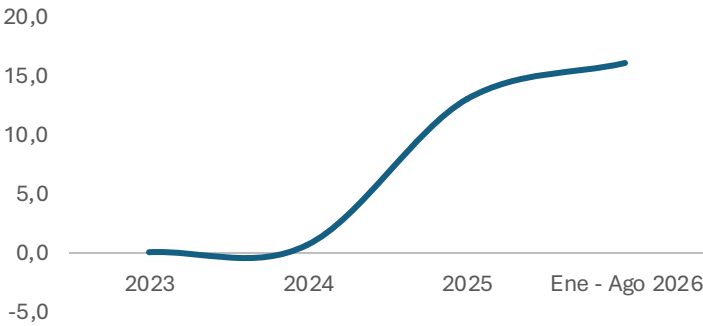
Mágico Exploratorio



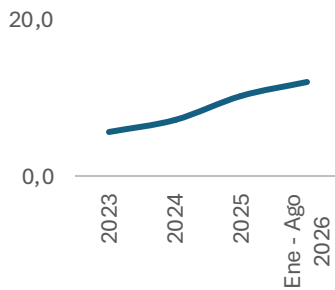
Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Mágico Exploratorio	-	0,6	13,0	16,2
Clarinete	44,6	36,0	19,7	12,4
Arrecife	5,6	7,2	10,3	12,1
Katana	0,1	0,0	0,1	5,6
Nelson	15,5	10,9	6,4	5,6

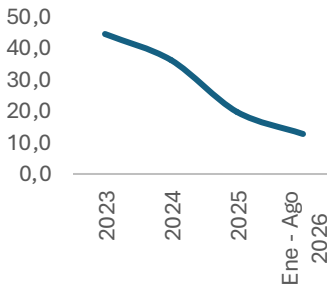
Mágico Exploratorio



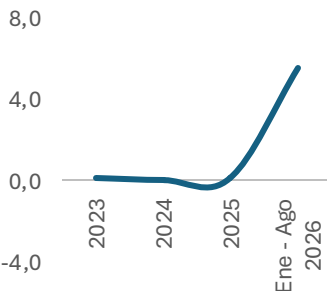
Arrecife



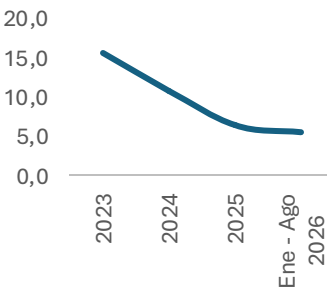
Clarinete

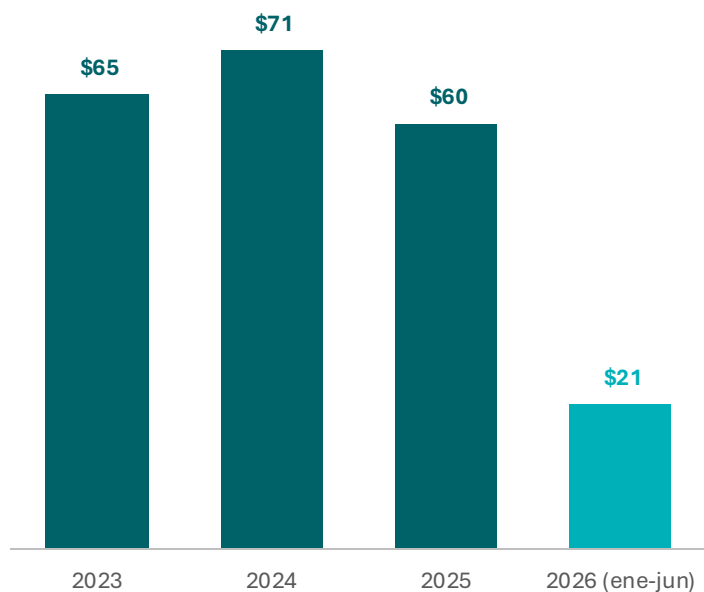
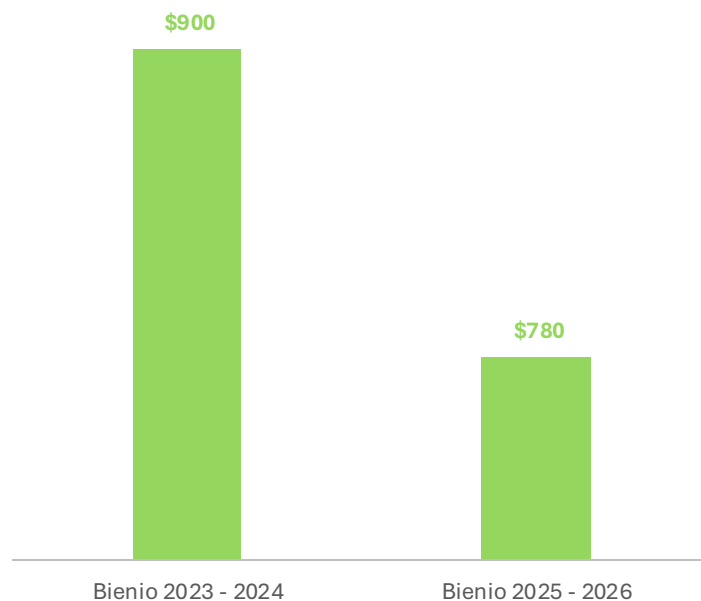
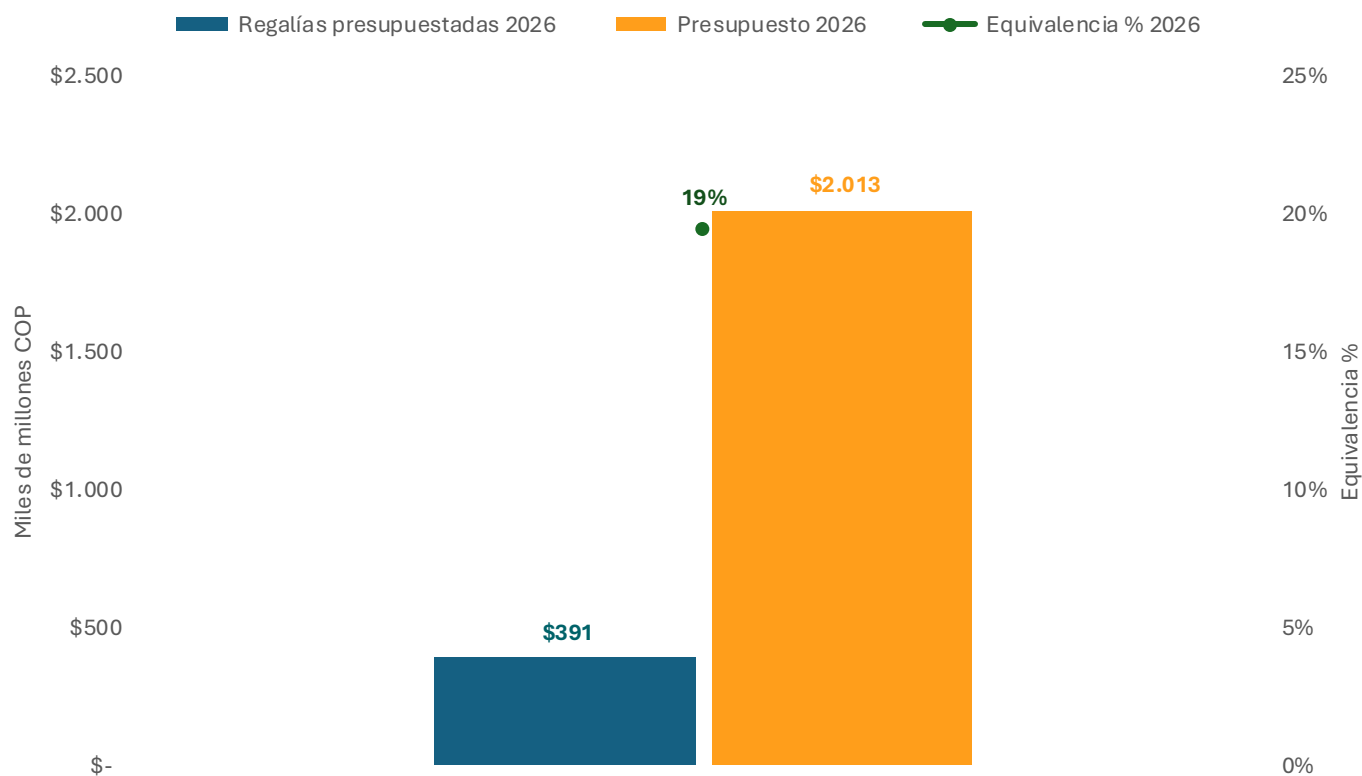


Katana

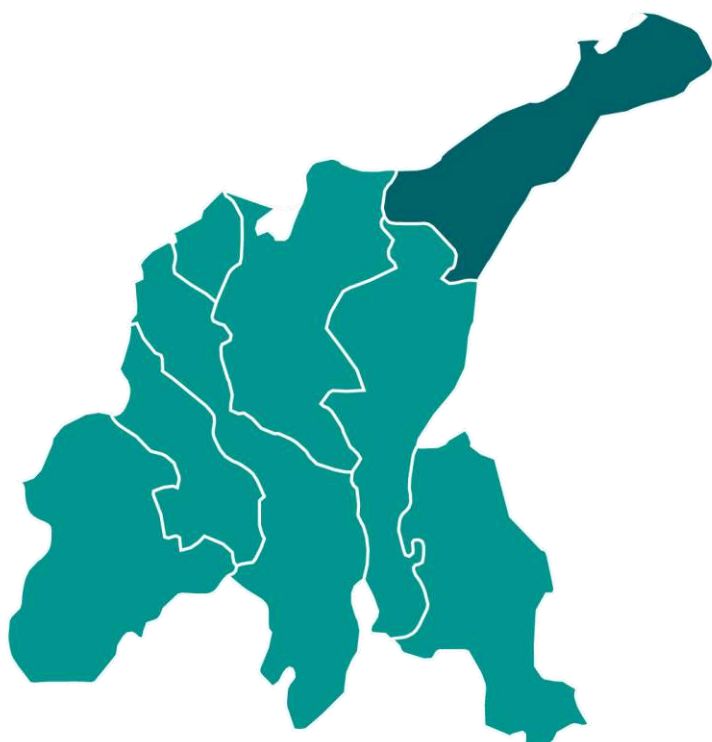


Nelson



**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2026


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


Taladros de perforación activos

2

 Promedio I Sem 2026
Ene – Jun 2026

2

 Último dato disponible
Agosto 2026

Proyectos vigentes de generación de energía

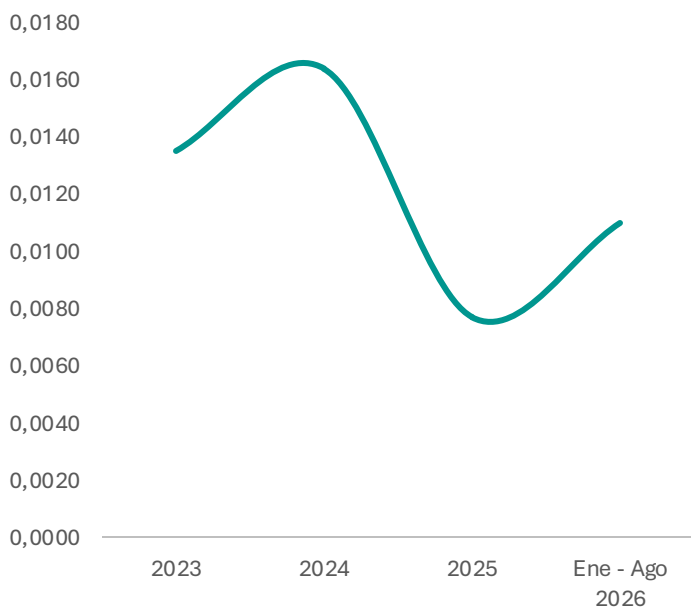
2

 Vigente a:
Agosto 2026

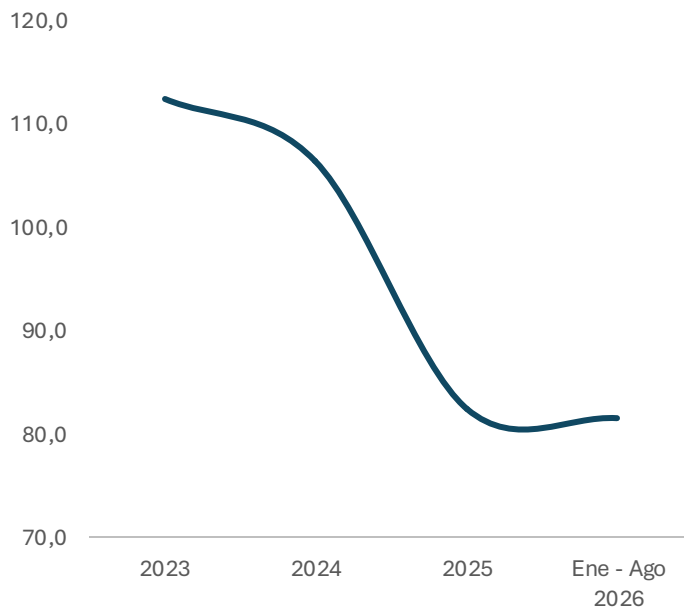
- **Eólico: 1**
- **Solar: 1**

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
0,0135	0,0164	0,0077	0,0110


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
112,3	106,3	82,5	81,6





La Guajira: 15 municipios · Productores de petróleo: 1 · Productores de gas: 4 · No productores: 11



1. RESULTADOS DEPARTAMENTALES

Últimos dos años disponibles por indicador



Demografía, gestión y competitividad

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Población departamental (habitantes)	2025 1.066.679	2026 1.082.618
Medición de Desempeño Departamental (0-100)	2023 64,4	2024 65,9
Índice Departamental de Competitividad (0-10)	2025 4,22 · 26 de 33	2026 4,37 · 26 de 33

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Consejo Privado de Competitividad.



Servicios públicos

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Cobertura de acueducto (% de predios)	2024 75,1%	2025 77,1%
Cobertura de alcantarillado (% de predios)	2024 70,0%	2025 76,3%
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (% de viviendas)	2023 54,6%	2024 54,3%
Cobertura de gas natural (% de usuarios)	2024 84,0%	2025 84,8%

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 % (instrucción de la fuente).



Economía y tejido empresarial

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
PIB departamental (miles de millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 21.837	2024 18.258
PIB departamental: variación real (%)	2023 -19,9%	2024 -16,4%
Peso del PIB en el total nacional (%)	2023 1,3%	2024 1,1%
PIB per cápita departamental (millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 21,24	2024 17,42
Participación en el PIB minero (%)	2024 8,12%	2025 7,01%
Empresas activas (número)	2024 5.674	2025 5.325
Consumo de energía per cápita (kWh)	2024 850	2025 727

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Confecámaras; Superintendencia de Servicios Públicos. Cifras monetarias a precios constantes de 2024; el peso sobre el total nacional, a precios corrientes. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.



Bienestar social

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Déficit cuantitativo de vivienda (miles)	2020 16	2021 23
Déficit cualitativo de vivienda (miles)	2020 87	2021 93
Pobreza monetaria (% de personas)	2024 65,7%	2025 60,2%
Pobreza multidimensional (% de personas)	2024 39,3%	2025 40,1%
Tasa de desempleo (% de la fuerza laboral)	2024 11,6%	2025 12,3%
Cobertura neta en educación (%)	2024 95,6%	2025 98,5%
Camas hospitalarias (promedio por 1.000 habitantes)	2023 1,00	2024 0,96

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (ECV y GEIH); Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; Ministerio de Salud y Protección Social.



2. RESULTADOS MUNICIPALES

Municipios productores vs. no productores · series históricas de los últimos 5 años disponibles por indicador

● Productores ● No productores

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Población	2025 568.599	2026 575.483	2025 498.080	2026 507.135	
Unidad: habitantes (total del grupo).					
Medición de Desempeño Municipal	2023 46,5	2024 43,9	2023 49,7	2024 46,5	
Unidad: puntaje de 0 a 100 (promedio simple del grupo).					
Cobertura de acueducto	2024 78,7%	2025 79,0%	2024 72,2%	2025 75,5%	
Unidad: % de predios.					
Cobertura de alcantarillado	2024 79,0%	2025 79,6%	2024 62,7%	2025 73,5%	
Unidad: % de predios.					
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica	2023 45,6%	2024 45,4%	2023 65,8%	2024 65,2%	
Unidad: % de viviendas.					
Cobertura de gas natural	2024 84,7%	2025 85,8%	2024 83,4%	2025 83,8%	
Unidad: % de usuarios.					

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Valor agregado	2023 6.043	2024 6.291	2023 15.102	2024 11.288	
Unidad: miles de millones de COP constantes de 2024.					
Variación del valor agregado	2023 +1,5%	2024 -4,1%	2023 -26,5%	2024 -25,3%	
Unidad: % de variación real anual, a precios constantes de 2024.					
Valor agregado per cápita	2023 10,97	2024 11,23	2023 31,67	2024 23,15	
Unidad: millones de COP constantes de 2024 por habitante.					
Empresas activas	2024 3.246	2025 3.077	2024 2.428	2025 2.248	
Unidad: número de empresas (total del grupo).					
Consumo de energía per cápita	2024 697	2025 646	2024 1.025	2025 821	
Unidad: kWh por habitante.					
Cobertura neta en educación	2024 105,2%	2025 109,9%	2024 83,5%	2025 84,0%	
Unidad: % de la población en edad escolar.					
Camas hospitalarias	2023 0,84	2024 0,67	2023 1,18	2024 1,30	
Unidad: promedio de camas por cada 1.000 habitantes.					

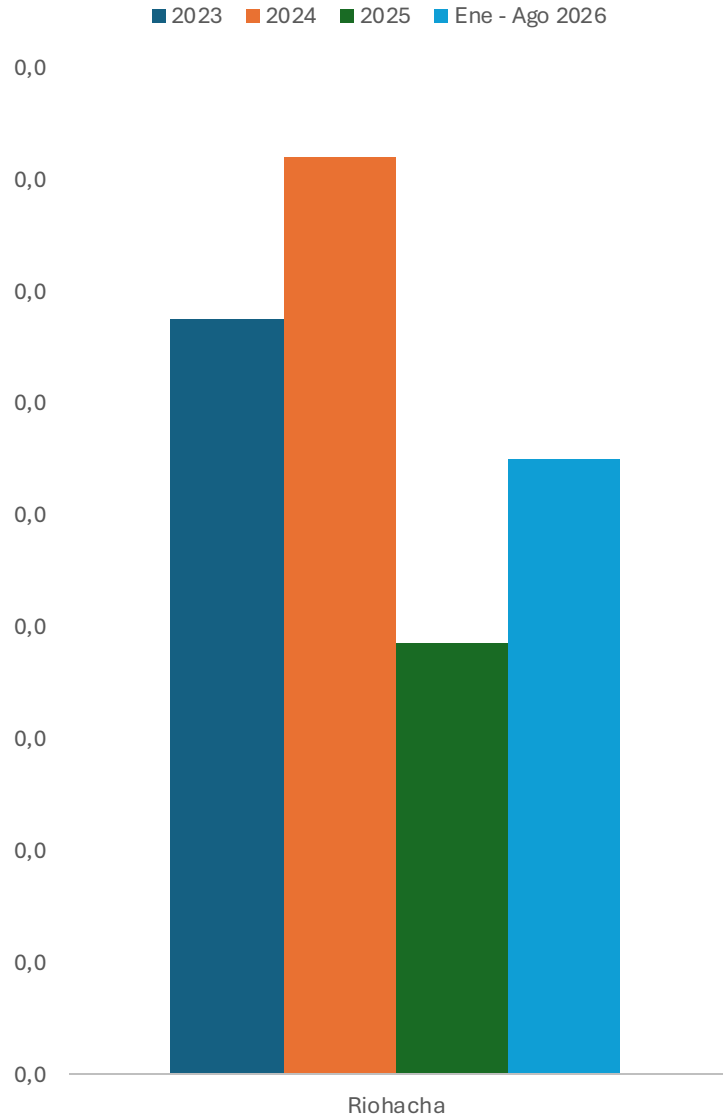
Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía; Confecámaras; Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; y Ministerio de Salud y Protección Social. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; por instrucción de la fuente se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 %. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

Top 5 compañías operadoras presentes
Petróleo

1. Operadora NG Energy Sucursal Colombia

Top 5 de municipios productores de
Petróleo – (KBPD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Riohacha	0,0135	0,0164	0,0077	0,0110

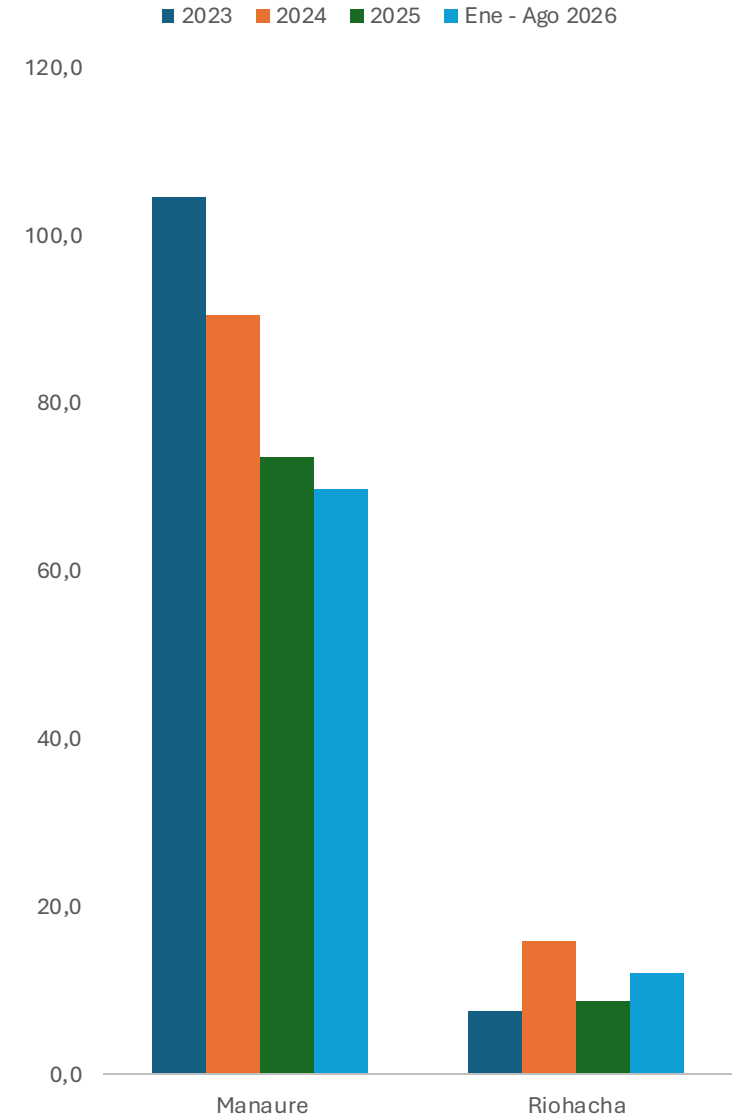


Top 5 compañías operadoras presentes
Gas

1. Hocol S.A.
2. Operadora NG Energy Sucursal Colombia

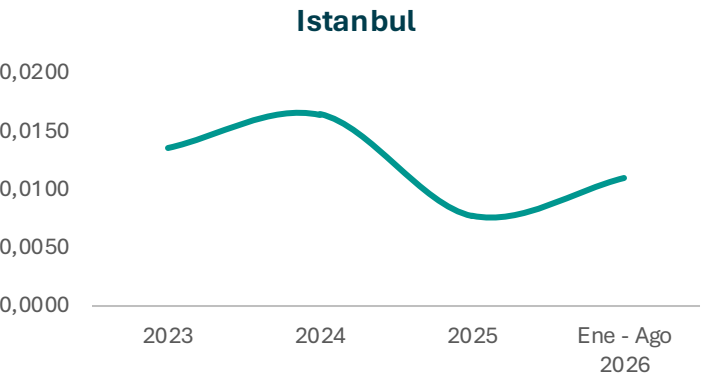
Top 5 de municipios productores de
Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Manaure	104,7	90,6	73,7	69,7
Riohacha	7,6	15,8	8,8	12,0



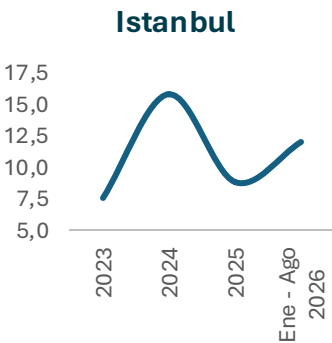
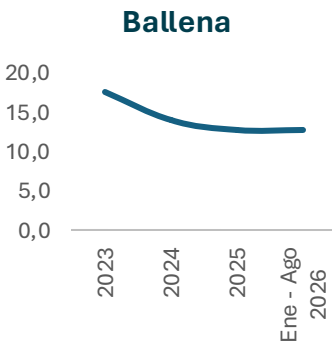
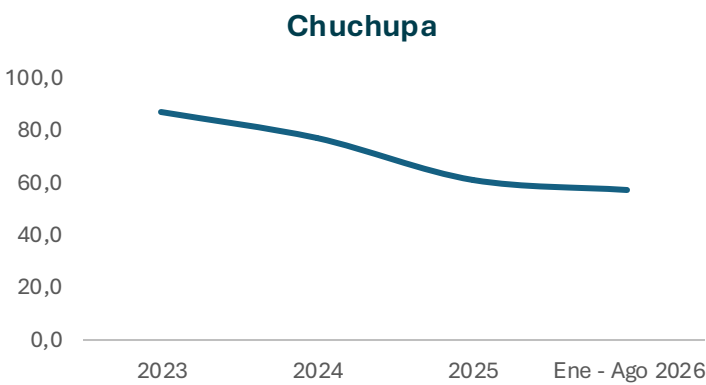
Top 5 de campos productores de
Petróleo – (KBPD)

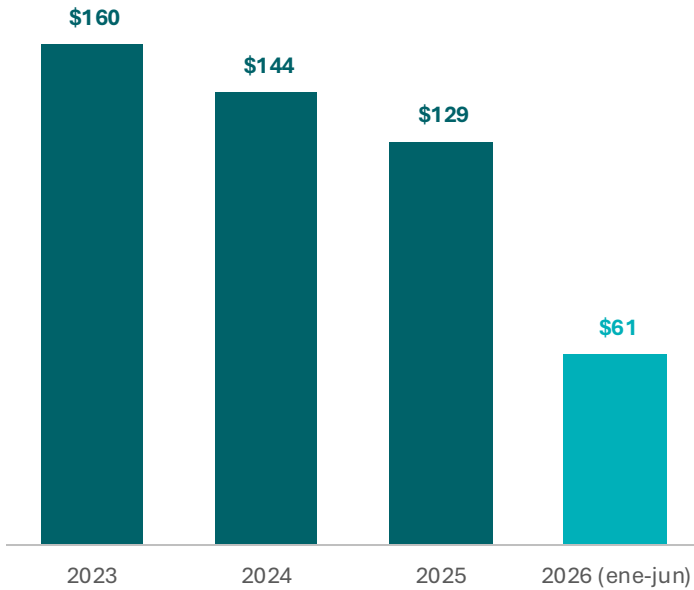
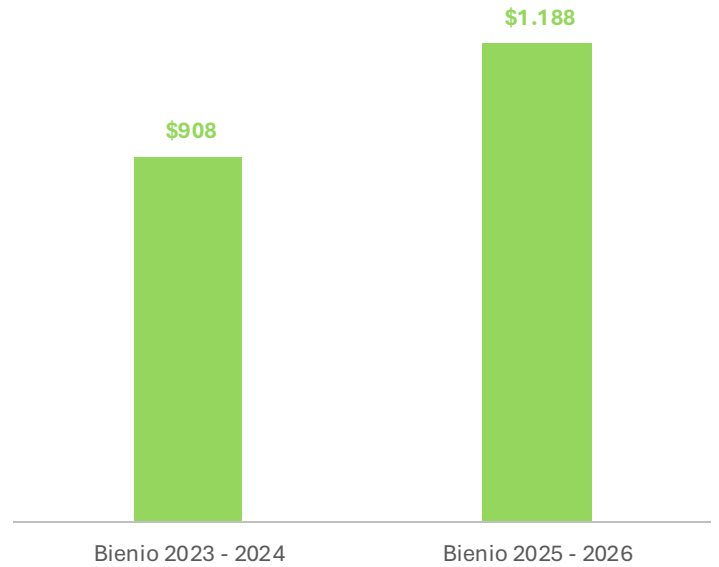
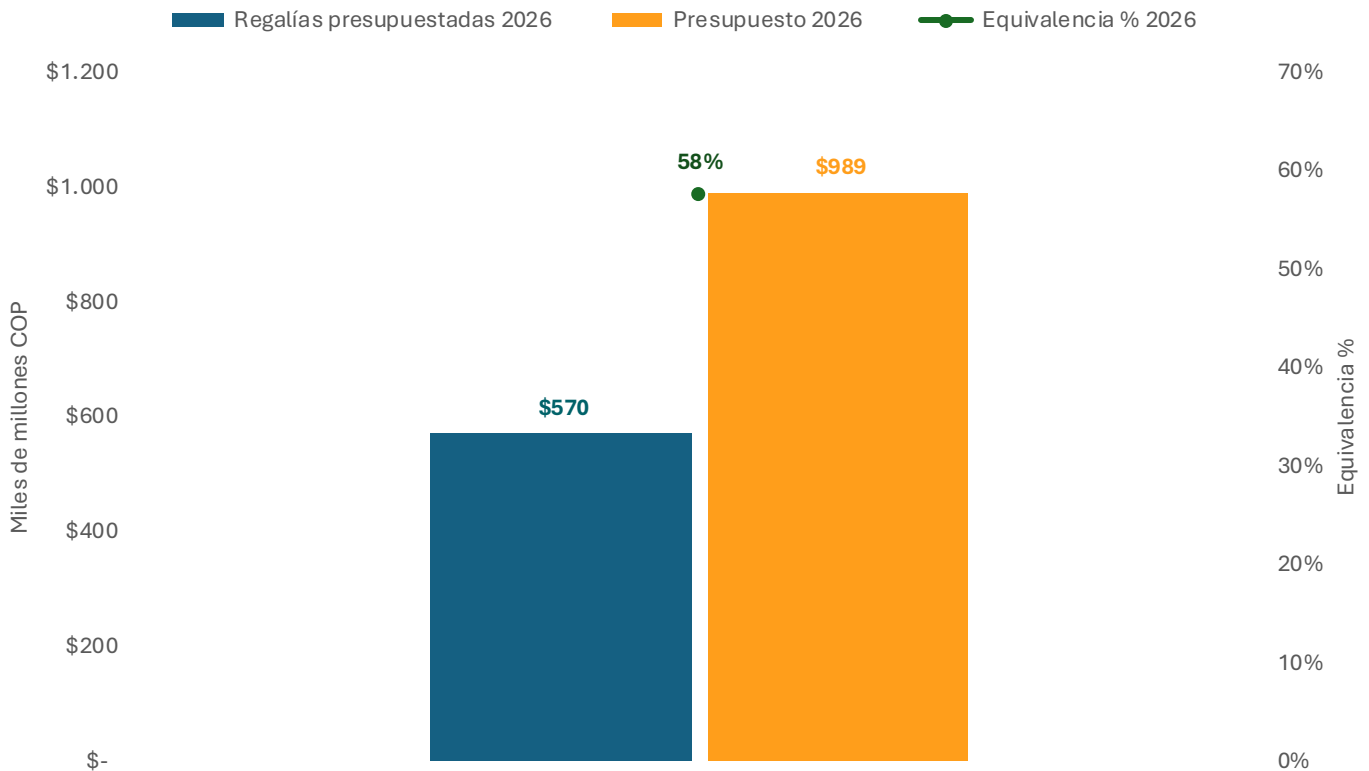
Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Istanbul	0,0135	0,0164	0,0077	0,0110



Top 5 de campos productores de
Gas – (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Chuchupa	87,1	76,7	60,9	56,9
Ballena	17,6	13,9	12,8	12,8
Istanbul	7,6	15,8	8,8	12,0




**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2026


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

Taladros de perforación activos

13

 Promedio I Sem 2026
Ene – Jun 2026

14

 Último dato disponible
Agosto 2026

Proyectos vigentes de generación de energía

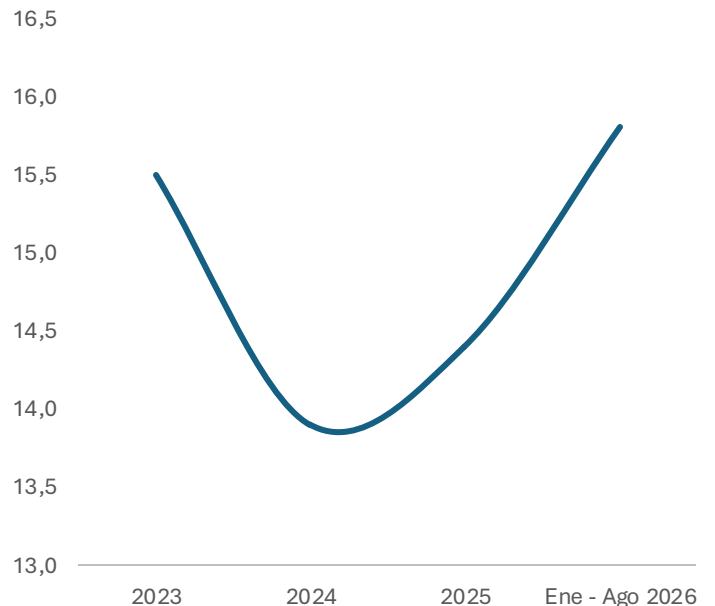
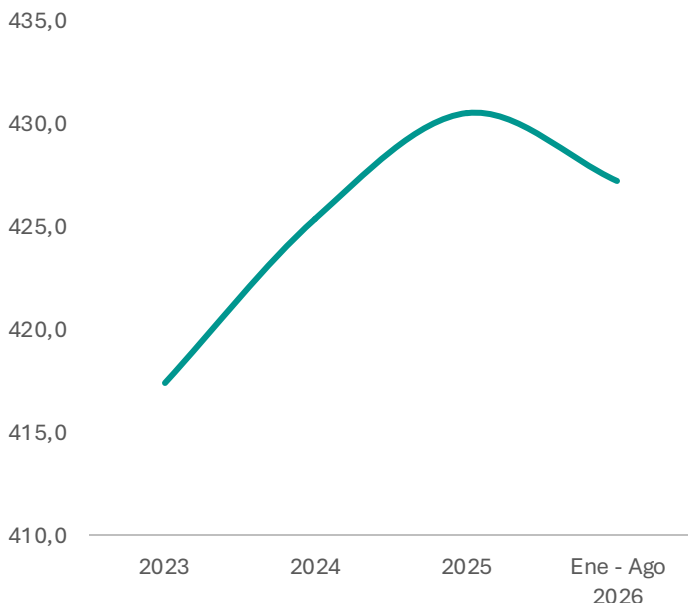
2

 Vigente a:
Agosto 2026
- Solar: 2

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)
Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
417,4	425,4	430,5	427,2

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
15,5	13,9	14,4	15,8





Meta: 29 municipios · Productores de petróleo: 14 · Productores de gas: 8 · No productores: 15



1. RESULTADOS DEPARTAMENTALES

Últimos dos años disponibles por indicador



Demografía, gestión y competitividad

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Población departamental (habitantes)	2025 1.156.405	2026 1.166.652
Medición de Desempeño Departamental (0-100)	2023 80,1	2024 79,1
Índice Departamental de Competitividad (0-10)	2025 5,02 · 17 de 33	2026 5,08 · 16 de 33

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Consejo Privado de Competitividad.



Servicios públicos

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Cobertura de acueducto (% de predios)	2024 57,1%	2025 52,6%
Cobertura de alcantarillado (% de predios)	2024 55,6%	2025 52,1%
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (% de viviendas)	2023 92,4%	2024 93,9%
Cobertura de gas natural (% de usuarios)	2024 72,9%	2025 74,2%

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 % (instrucción de la fuente).



Economía y tejido empresarial

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
PIB departamental (miles de millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 57.549	2024 55.476
PIB departamental: variación real (%)	2023 -13,2%	2024 -3,6%
Peso del PIB en el total nacional (%)	2023 3,4%	2024 3,2%
PIB per cápita departamental (millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 50,87	2024 48,48
Participación en el PIB minero (%)	2024 29,71%	2025 28,60%
Empresas activas (número)	2024 15.359	2025 15.367
Consumo de energía per cápita (kWh)	2024 3.092	2025 1.771

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Confecámaras; Superintendencia de Servicios Públicos. Cifras monetarias a precios constantes de 2024; el peso sobre el total nacional, a precios corrientes. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.



Bienestar social

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Déficit cuantitativo de vivienda (miles)	2020 42	2021 39
Déficit cualitativo de vivienda (miles)	2020 70	2021 70
Pobreza monetaria (% de personas)	2024 23,6%	2025 22,1%
Pobreza multidimensional (% de personas)	2024 10,4%	2025 12,3%
Tasa de desempleo (% de la fuerza laboral)	2024 9,5%	2025 8,7%
Cobertura neta en educación (%)	2024 87,7%	2025 87,2%
Camas hospitalarias (promedio por 1.000 habitantes)	2023 1,02	2024 1,02

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (ECV y GEIH); Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; Ministerio de Salud y Protección Social.



2. RESULTADOS MUNICIPALES

Municipios productores vs. no productores · series históricas de los últimos 5 años disponibles por indicador

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Población	2025 939.538	2026 948.704	2025 216.867	2026 217.948	
Unidad: habitantes (total del grupo).					
Medición de Desempeño Municipal	2023 63,8	2024 63,9	2023 57,1	2024 56,4	
Unidad: puntaje de 0 a 100 (promedio simple del grupo).					
Cobertura de acueducto	2024 56,8%	2025 52,0%	2024 58,4%	2025 54,5%	
Unidad: % de predios.					
Cobertura de alcantarillado	2024 56,1%	2025 52,8%	2024 53,3%	2025 50,1%	
Unidad: % de predios.					
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica	2023 94,3%	2024 95,3%	2023 85,2%	2024 88,9%	
Unidad: % de viviendas.					
Cobertura de gas natural	2024 71,9%	2025 73,1%	2024 78,6%	2025 79,7%	
Unidad: % de usuarios.					

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Valor agregado	2023 49.105	2024 46.579	2023 6.129	2024 6.617	
Unidad: miles de millones de COP constantes de 2024.					
Variación del valor agregado	2023 -14,1%	2024 -5,1%	2023 -8,2%	2024 +8,0%	
Unidad: % de variación real anual, a precios constantes de 2024.					
Valor agregado per cápita	2023 53,54	2024 50,15	2023 28,65	2024 30,71	
Unidad: millones de COP constantes de 2024 por habitante.					
Empresas activas	2024 13.465	2025 13.535	2024 1.894	2025 1.832	
Unidad: número de empresas (total del grupo).					
Consumo de energía per cápita	2024 3.636	2025 2.008	2024 748	2025 747	
Unidad: kWh por habitante.					
Cobertura neta en educación	2024 86,5%	2025 85,9%	2024 92,3%	2025 92,3%	
Unidad: % de la población en edad escolar.					
Camas hospitalarias	2023 0,99	2024 0,97	2023 1,17	2024 1,20	
Unidad: promedio de camas por cada 1.000 habitantes.					

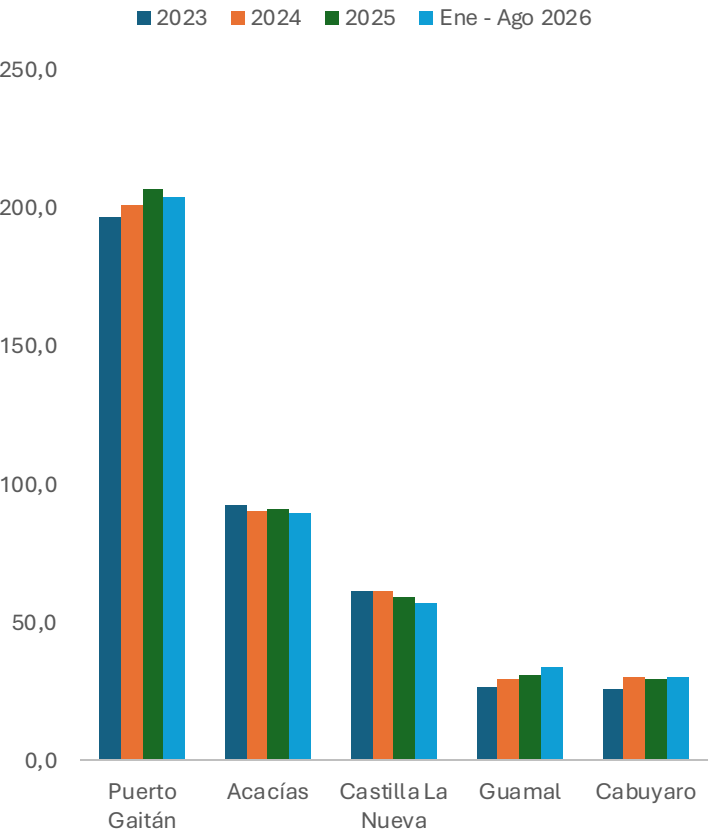
Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía; Confecámaras; Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; y Ministerio de Salud y Protección Social. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; por instrucción de la fuente se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 %. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

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

Top 5 de municipios productores de Petróleo – (KBPD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Puerto Gaitán	197,0	200,9	206,7	204,1
Acacías	92,6	89,9	91,0	89,4
Castilla La Nueva	61,6	61,0	58,8	57,2
Guamal	26,6	29,1	30,7	33,5
Cabuyaro	26,0	30,2	29,4	30,2

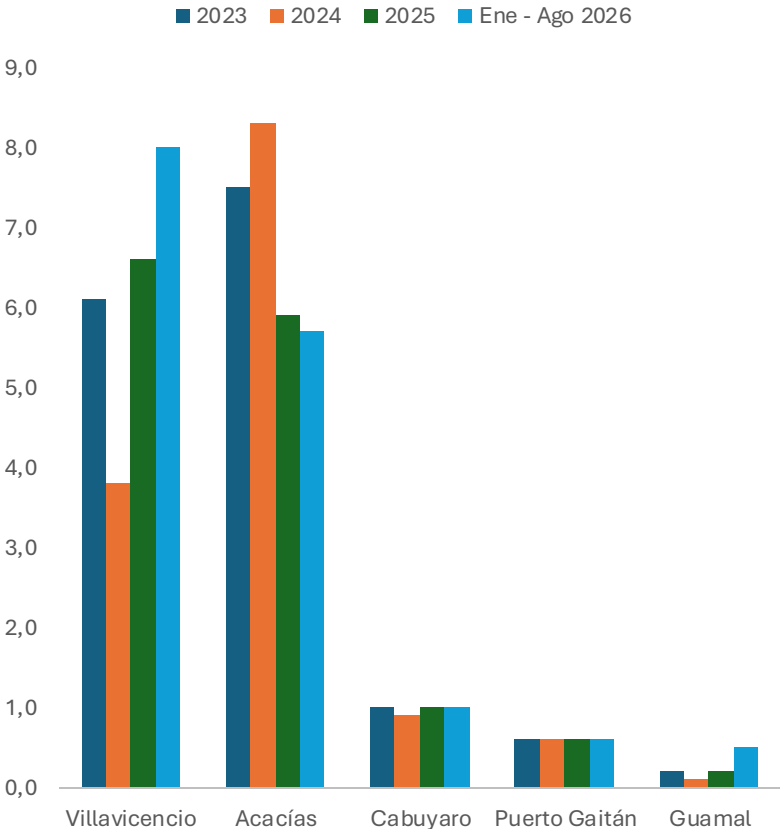


Top 5 compañías operadoras presentes Gas – (MPCD)

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

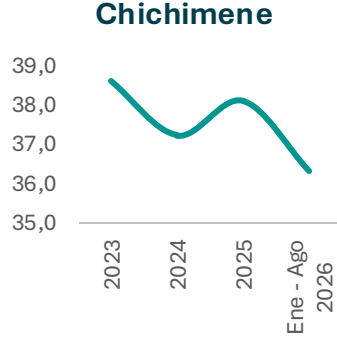
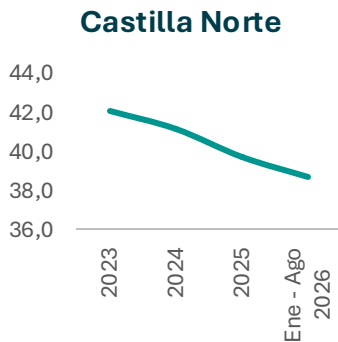
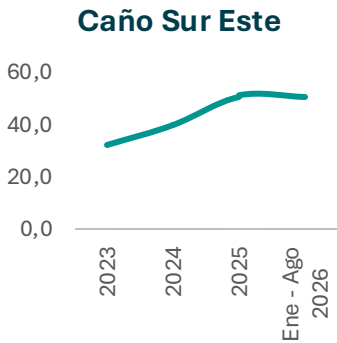
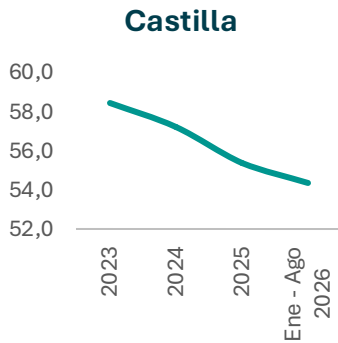
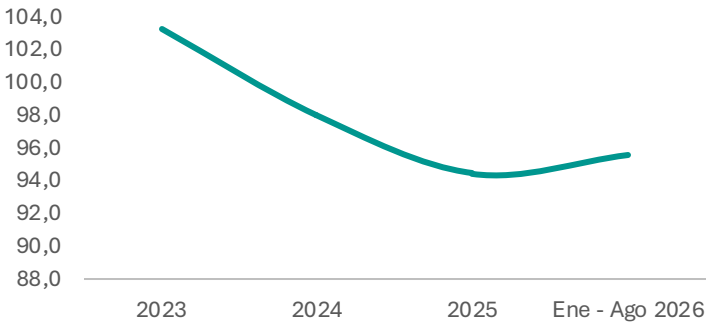
Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

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



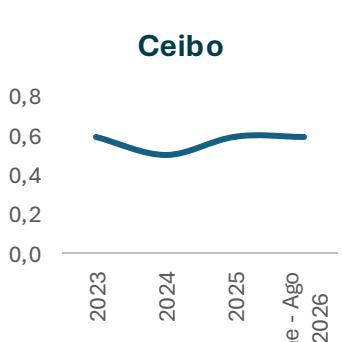
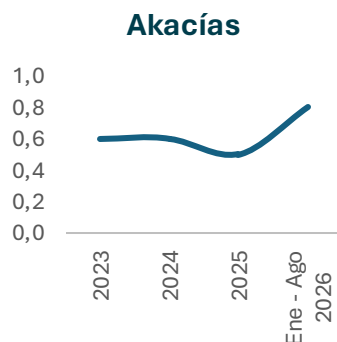
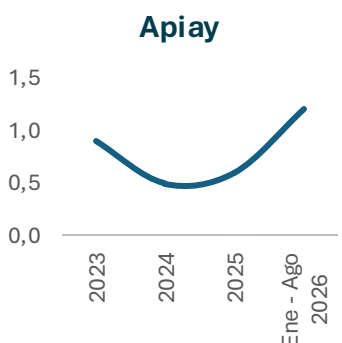
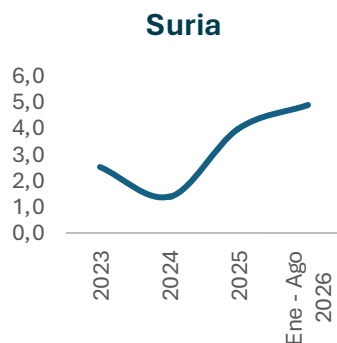
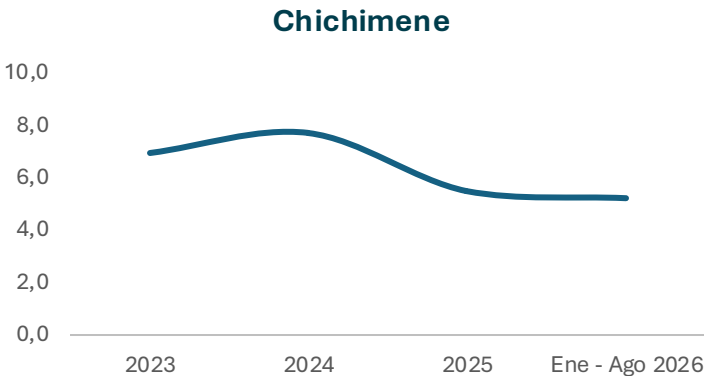
Top 5 de campos productores de Petróleo

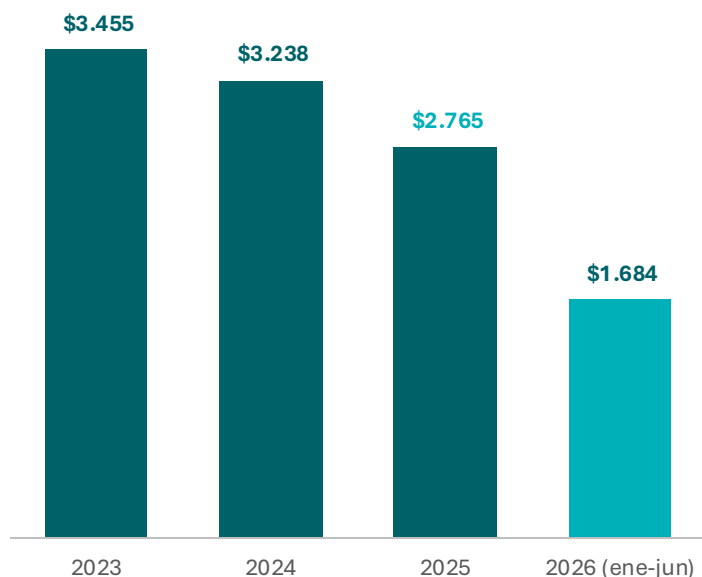
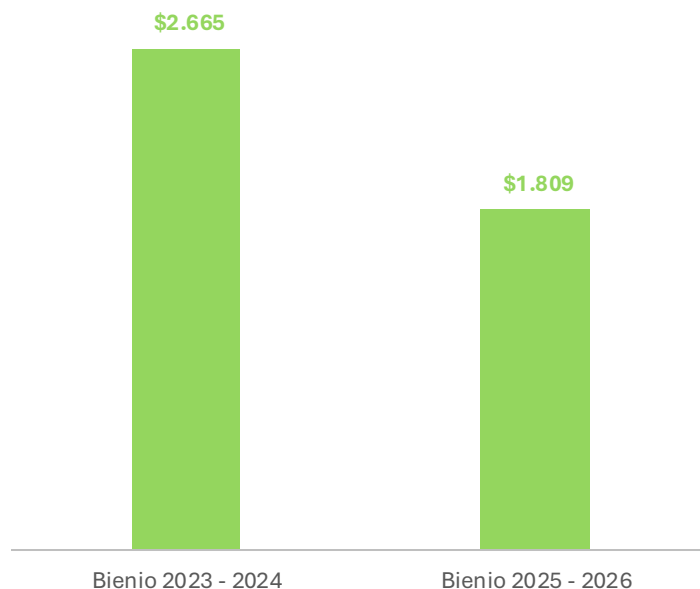
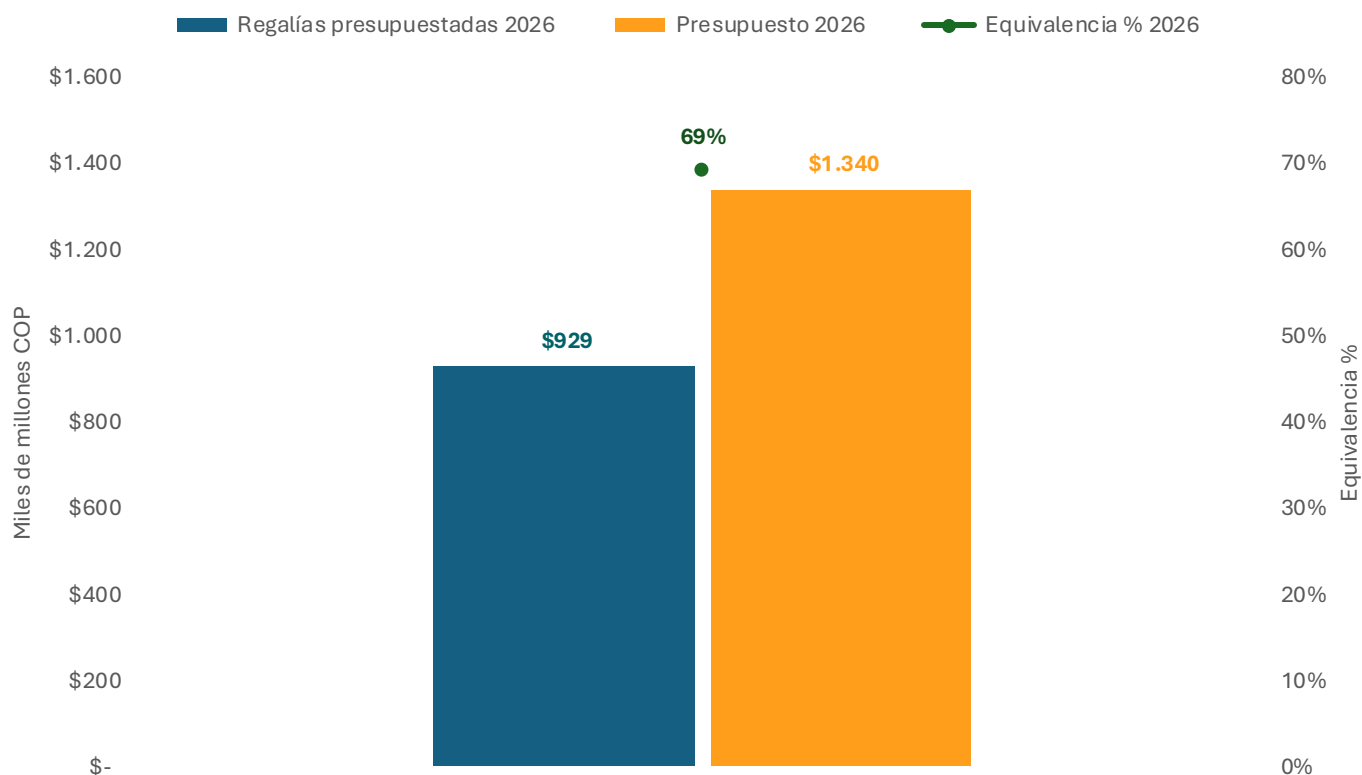
Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Rubiales	103,3	98,0	94,4	95,5
Castilla	58,4	57,2	55,4	54,3
Caño Sur Este	31,9	39,5	50,8	50,1
Castilla Norte	42,0	41,1	39,7	38,7
Chichimene	38,6	37,2	38,1	36,3



Top 5 de campos productores de Gas - (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Chichimene	6,9	7,7	5,5	5,2
Suria	2,5	1,4	4,0	4,9
Apiay	0,9	0,5	0,6	1,2
Akacías	0,6	0,6	0,5	0,8
Ceibo	0,6	0,5	0,6	0,6



**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**

**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**

Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2026


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

Taladros de perforación activos

2

 Promedio I Sem 2026
Ene – Jun 2026
0

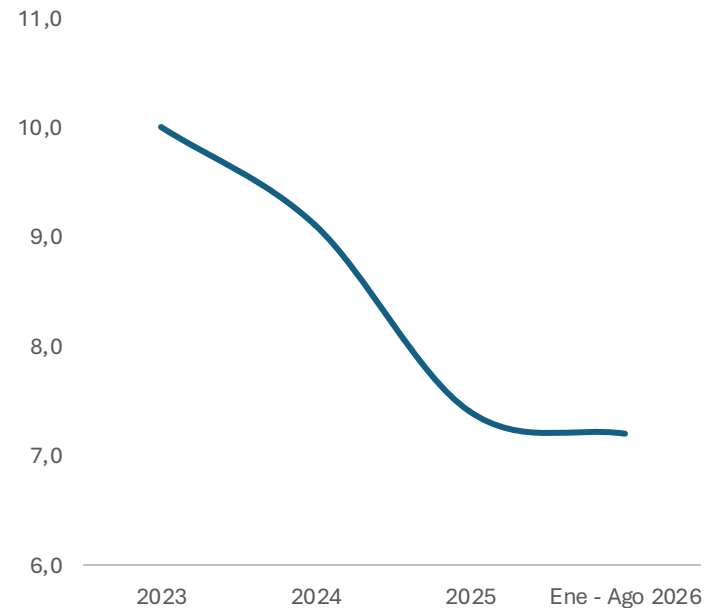
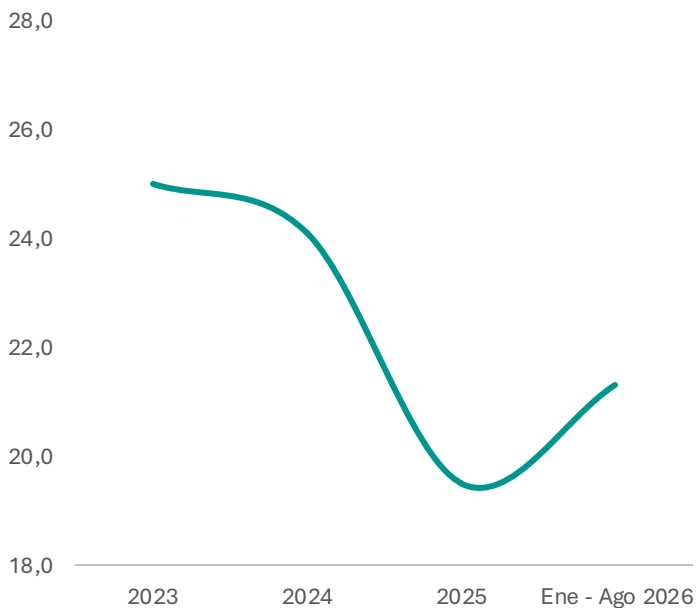
 Último dato disponible
Agosto 2026
Proyectos vigentes de generación de energía

0

 Vigente a:
Agosto 2026
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)
Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
25,0	24,1	19,5	21,3

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





Putumayo: 13 municipios · Productores de petróleo: 8 · Productores de gas: 8 · No productores: 5



1. RESULTADOS DEPARTAMENTALES

Últimos dos años disponibles por indicador



Demografía, gestión y competitividad

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Población departamental (habitantes)	2025 390.742	2026 395.590
Medición de Desempeño Departamental (0-100)	2023 58,8	2024 60,3
Índice Departamental de Competitividad (0-10)	2025 3,83 · 27 de 33	2026 3,96 · 27 de 33

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Consejo Privado de Competitividad.



Servicios públicos

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Cobertura de acueducto (% de predios)	2024 55,8%	2025 62,0%
Cobertura de alcantarillado (% de predios)	2024 51,6%	2025 60,7%
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (% de viviendas)	2023 76,2%	2024 63,5%
Cobertura de gas natural (% de usuarios)	2024 75,2%	2025 63,9%

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 % (instrucción de la fuente).



Economía y tejido empresarial

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
PIB departamental (miles de millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 6.216	2024 6.147
PIB departamental: variación real (%)	2023 -8,2%	2024 -1,1%
Peso del PIB en el total nacional (%)	2023 0,4%	2024 0,4%
PIB per cápita departamental (millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 16,36	2024 15,95
Participación en el PIB minero (%)	2024 1,98%	2025 1,91%
Empresas activas (número)	2024 3.701	2025 3.486
Consumo de energía per cápita (kWh)	2024 449	2025 430

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Confecámaras; Superintendencia de Servicios Públicos. Cifras monetarias a precios constantes de 2024; el peso sobre el total nacional, a precios corrientes. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.



Bienestar social

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Déficit cuantitativo de vivienda (miles)	2020 48	2021 58
Déficit cualitativo de vivienda (miles)	2020 33	2021 45
Pobreza monetaria (% de personas)	n. d.	n. d.
Pobreza multidimensional (% de personas)	2024 11,8%	2025 13,6%
Tasa de desempleo (% de la fuerza laboral)	n. d.	n. d.
Cobertura neta en educación (%)	2024 76,4%	2025 74,9%
Camas hospitalarias (promedio por 1.000 habitantes)	2023 1,10	2024 1,21

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (ECV y GEIH); Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; Ministerio de Salud y Protección Social. El DANE no publica pobreza monetaria ni desempleo para este departamento (GEIH: 23 departamentos y Bogotá).



2. RESULTADOS MUNICIPALES

Municipios productores vs. no productores · series históricas de los últimos 5 años disponibles por indicador

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Población	2025 318.459	2026 322.018	2025 72.283	2026 73.572	
Unidad: habitantes (total del grupo).					
Medición de Desempeño Municipal	2023 48,5	2024 45,9	2023 52,7	2024 47,6	
Unidad: puntaje de 0 a 100 (promedio simple del grupo).					
Cobertura de acueducto	2024 56,9%	2025 61,3%	2024 50,8%	2025 66,1%	
Unidad: % de predios.					
Cobertura de alcantarillado	2024 52,4%	2025 60,0%	2024 47,8%	2025 64,4%	
Unidad: % de predios.					
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica	2023 74,9%	2024 71,2%	2023 82,7%	2024 25,0%	
Unidad: % de viviendas.					
Cobertura de gas natural	2024 75,2%	2025 63,9%	2024 n. d.	2025 n. d.	
Unidad: % de usuarios.					

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Valor agregado	2023 5.339	2024 5.250	2023 638	2024 661	
Unidad: miles de millones de COP constantes de 2024.					
Variación del valor agregado	2023 -9,0%	2024 -1,7%	2023 -1,4%	2024 3,7%	
Unidad: % de variación real anual, a precios constantes de 2024.					
Valor agregado per cápita	2023 17,20	2024 16,70	2023 9,17	2024 9,32	
Unidad: millones de COP constantes de 2024 por habitante.					
Empresas activas	2024 3.122	2025 2.894	2024 579	2025 592	
Unidad: número de empresas (total del grupo).					
Consumo de energía per cápita	2024 550	2025 528	2024 n. d.	2025 n. d.	
Unidad: kWh por habitante.					
Cobertura neta en educación	2024 79,6%	2025 78,4%	2024 63,0%	2025 59,9%	
Unidad: % de la población en edad escolar.					
Camas hospitalarias	2023 1,19	2024 1,32	2023 0,69	2024 0,74	
Unidad: promedio de camas por cada 1.000 habitantes.					

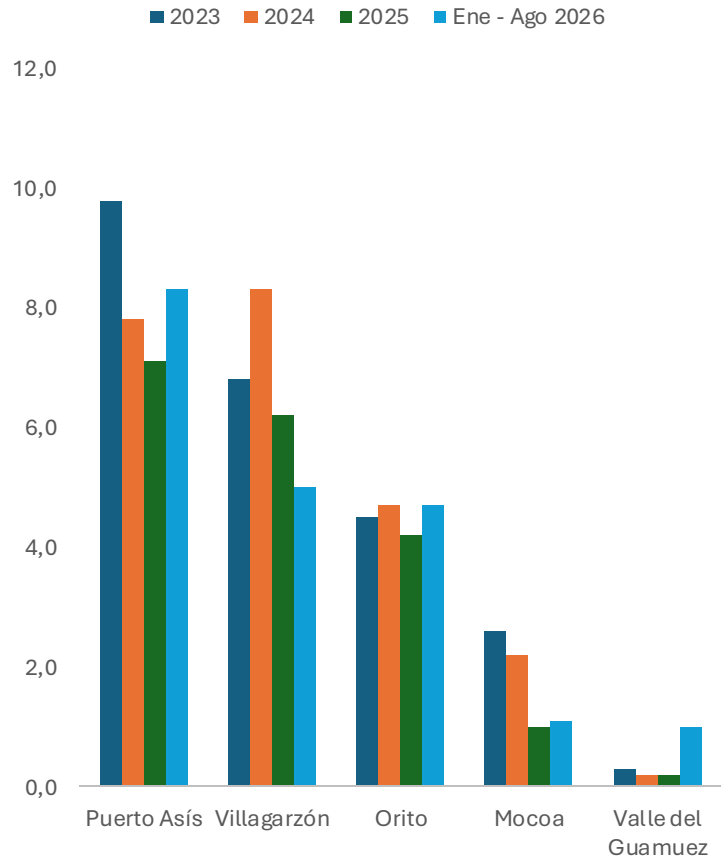
Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía; Confecámaras; Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; y Ministerio de Salud y Protección Social. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; por instrucción de la fuente se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 %. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente. No productores: sin usuarios de gas natural por red en la fuente; consumo de energía sin reporte completo en el SUI desde 2023 (n. d.).

Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

1. Gran Tierra Operations Colombia GmbH
2. Ecopetrol S.A.
3. Gran Tierra Energy Colombia GmbH
4. Amerisur Exploración Colombia Ltda.
5. Emerald Energy Plc

Top 5 de municipios productores de Petróleo - (KBPD)

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

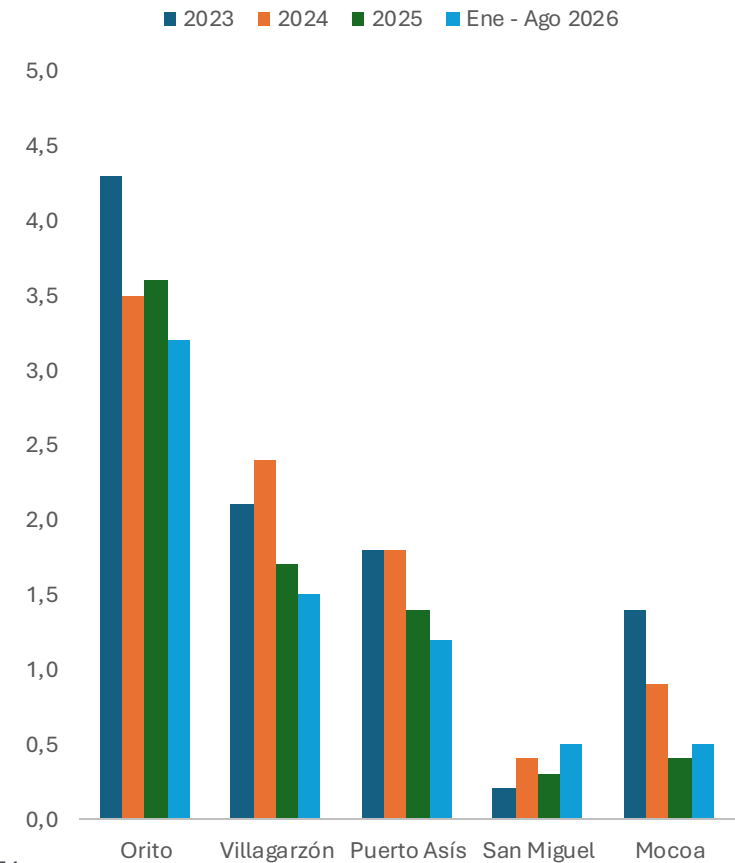


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

1. Ecopetrol S.A.
2. Gran Tierra Energy Colombia GmbH
3. Gran Tierra Operations Colombia GmbH
4. Amerisur Exploración Colombia Ltda.
5. Emerald Energy Plc

Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

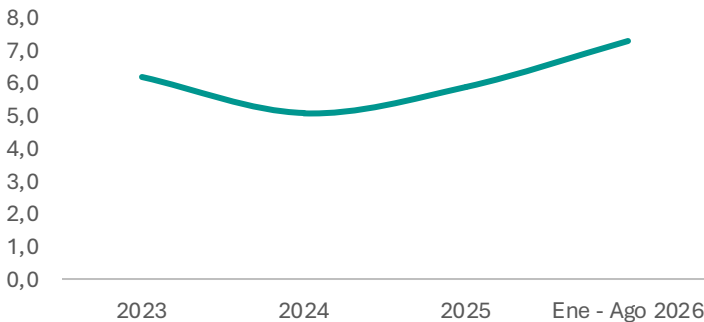
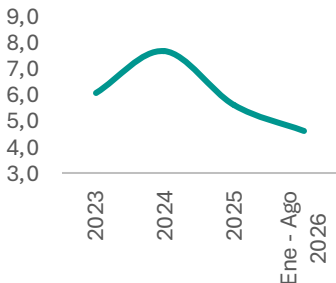
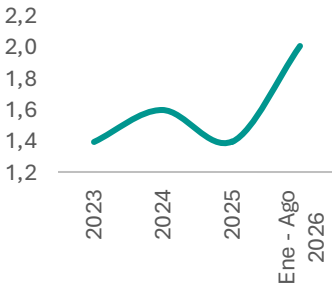
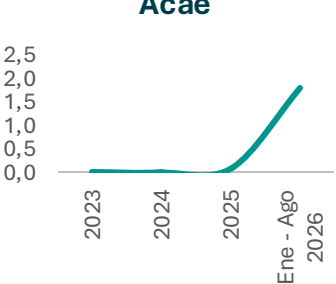
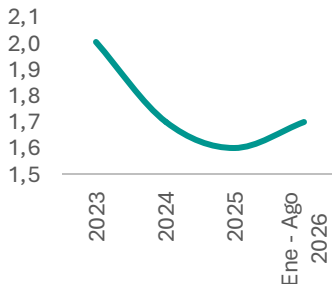
Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Orito	4,3	3,5	3,6	3,2
Villagarzón	2,1	2,4	1,7	1,5
Puerto Asís	1,8	1,8	1,4	1,2
San Miguel	0,2	0,4	0,3	0,5
Mocoa	1,4	0,9	0,4	0,5



Perfiles departamentales: Putumayo

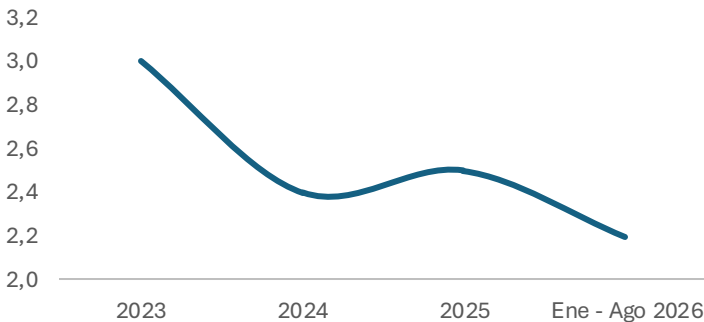
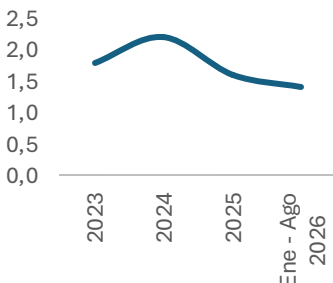
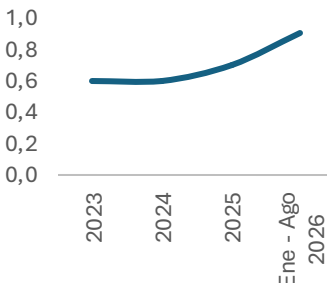
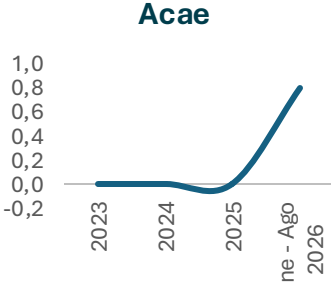
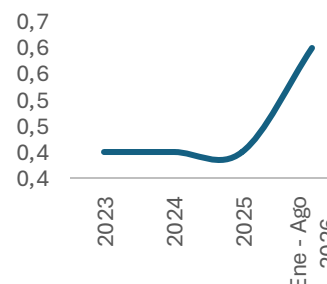
Top 5 de campos productores de Petróleo - (KBPD)

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

Cohembi

Costayaco*

Caribe

Unificado Loro Acae

Orito


Top 5 de campos productores de Gas - (MPCD)

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

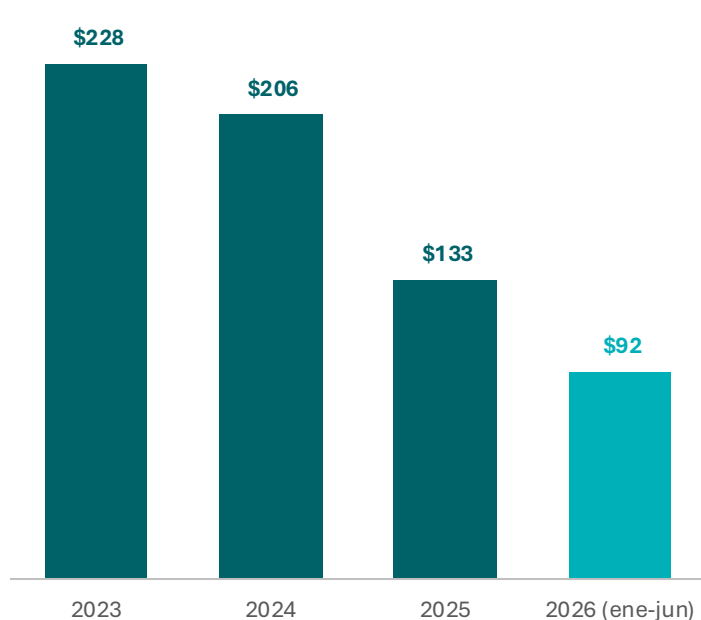
Orito

Costayaco*

Cohembi

Unificado Loro Acae

Caribe


* Costayaco incluye "Unificado Costayaco - Vonu", nombre con el que la ANH reporta el campo desde mayo de 2026.

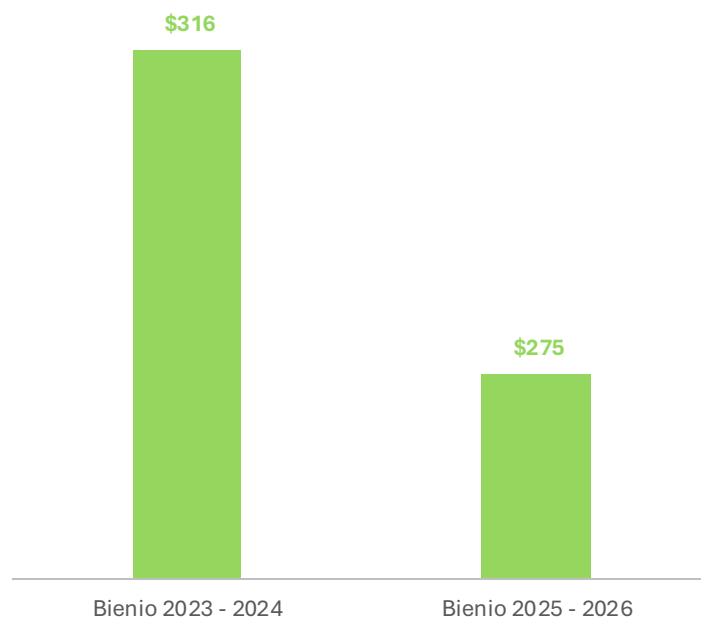
Perfiles departamentales: Putumayo



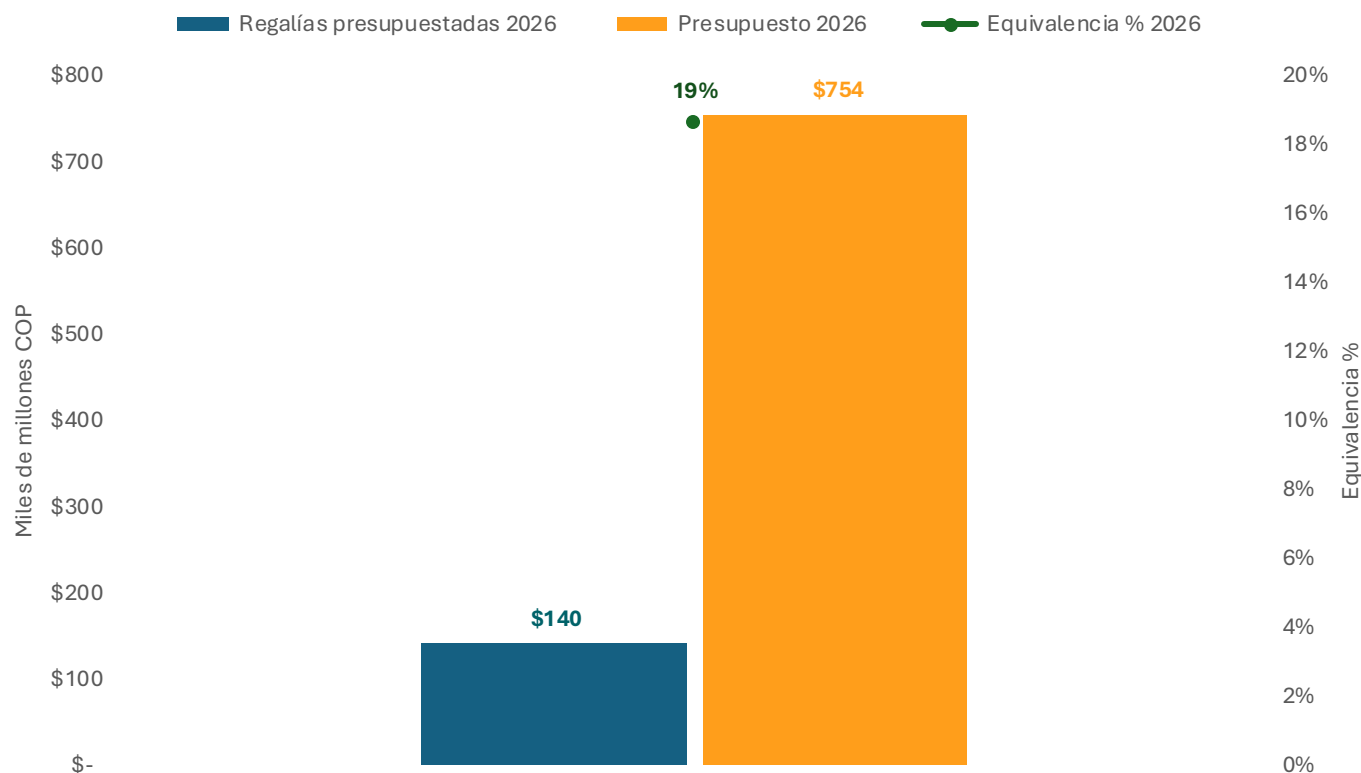
Regalías liquidadas (Miles de millones)



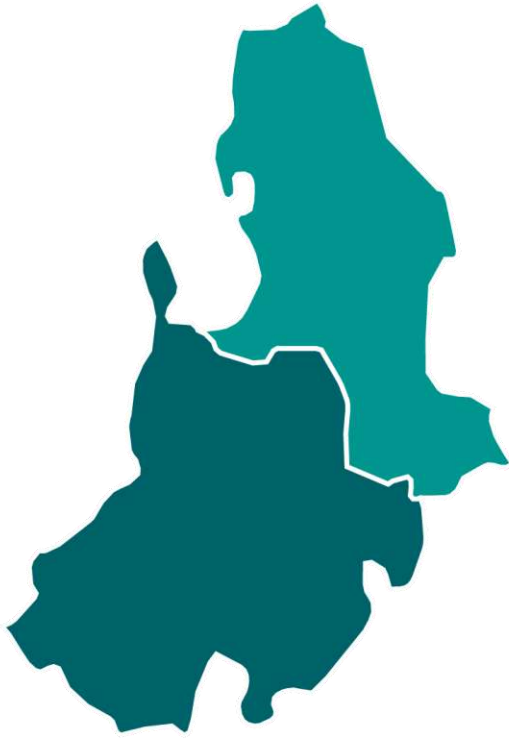
Regalías presupuestadas (Miles de millones)



Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2026



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



Taladros de perforación activos


0

 Promedio I Sem 2026
Ene – Jun 2026

0

 Último dato disponible
Agosto 2026

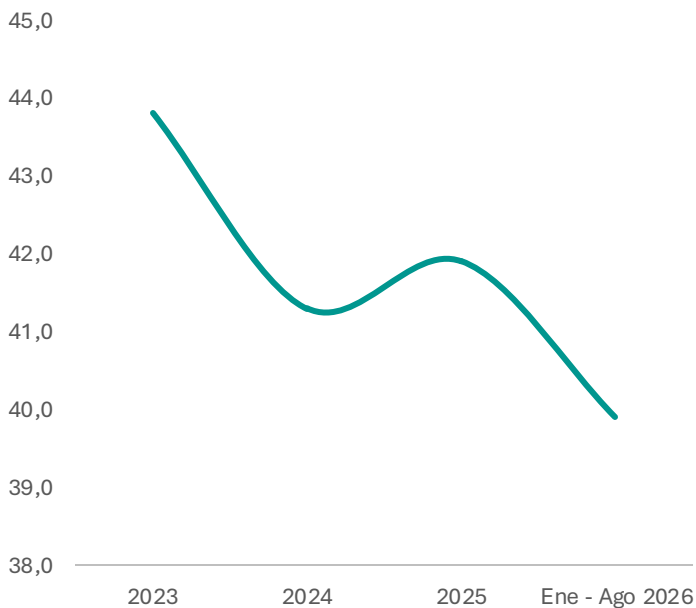
Proyectos vigentes de generación de energía


6

 Vigente a:
Agosto 2026
- **Hidráulico: 3**
- **Solar: 3**

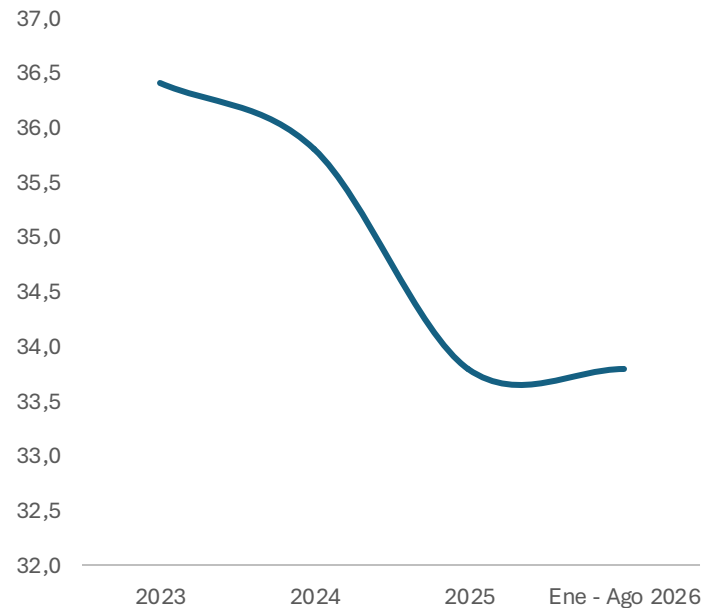
Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
43,8	41,3	41,9	39,9



Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
36,4	35,8	33,8	33,8





Santander: 87 municipios · Productores de petróleo: 10 · Productores de gas: 7 · No productores: 77



1. RESULTADOS DEPARTAMENTALES

Últimos dos años disponibles por indicador



Demografía, gestión y competitividad

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Población departamental (habitantes)	2025 2.398.303	2026 2.410.700
Medición de Desempeño Departamental (0-100)	2023 81,3	2024 72,9
Índice Departamental de Competitividad (0-10)	2025 6,28 · 4 de 33	2026 6,32 · 5 de 33

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Consejo Privado de Competitividad.



Servicios públicos

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Cobertura de acueducto (% de predios)	2024 74,6%	2025 70,9%
Cobertura de alcantarillado (% de predios)	2024 67,4%	2025 62,8%
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (% de viviendas)	2023 96,1%	2024 95,9%
Cobertura de gas natural (% de usuarios)	2024 81,1%	2025 82,2%

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 % (instrucción de la fuente).



Economía y tejido empresarial

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
PIB departamental (miles de millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 108.224	2024 110.556
PIB departamental: variación real (%)	2023 -2,3%	2024 +2,2%
Peso del PIB en el total nacional (%)	2023 6,4%	2024 6,5%
PIB per cápita departamental (millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 45,85	2024 46,44
Participación en el PIB minero (%)	2024 3,91%	2025 3,81%
Empresas activas (número)	2024 31.008	2025 30.935
Consumo de energía per cápita (kWh)	2024 1.365	2025 1.206

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Confecámaras; Superintendencia de Servicios Públicos. Cifras monetarias a precios constantes de 2024; el peso sobre el total nacional, a precios corrientes. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.



Bienestar social

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Déficit cuantitativo de vivienda (miles)	2020 61	2021 47
Déficit cualitativo de vivienda (miles)	2020 145	2021 159
Pobreza monetaria (% de personas)	2024 27,4%	2025 24,0%
Pobreza multidimensional (% de personas)	2024 6,8%	2025 6,9%
Tasa de desempleo (% de la fuerza laboral)	2024 11,0%	2025 10,1%
Cobertura neta en educación (%)	2024 88,7%	2025 86,7%
Camas hospitalarias (promedio por 1.000 habitantes)	2023 1,28	2024 1,29

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (ECV y GEIH); Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; Ministerio de Salud y Protección Social.



2. RESULTADOS MUNICIPALES

Municipios productores vs. no productores · series históricas de los últimos 5 años disponibles por indicador

Productores No productores

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Población	2025 1.065.461	2026 1.068.832	2025 1.332.842	2026 1.341.868	
Unidad: habitantes (total del grupo).					
Medición de Desempeño Municipal	2023 57,4	2024 59,6	2023 59,2	2024 56,3	
Unidad: puntaje de 0 a 100 (promedio simple del grupo).					
Cobertura de acueducto	2024 79,1%	2025 78,2%	2024 72,1%	2025 66,3%	
Unidad: % de predios.					
Cobertura de alcantarillado	2024 72,4%	2025 71,1%	2024 64,5%	2025 57,5%	
Unidad: % de predios.					
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica	2023 97,2%	2024 97,1%	2023 95,1%	2024 95,0%	
Unidad: % de viviendas.					
Cobertura de gas natural	2024 80,1%	2025 81,5%	2024 82,1%	2025 82,8%	
Unidad: % de usuarios.					

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Valor agregado	2023 52.666	2024 53.273	2023 37.829	2024 39.791	
Unidad: miles de millones de COP constantes de 2024.					
Variación del valor agregado	2023 -1,4%	2024 -1,2%	2023 -1,2%	2024 +5,2%	
Unidad: % de variación real anual, a precios constantes de 2024.					
Valor agregado per cápita	2023 50,02	2024 50,27	2023 28,93	2024 30,12	
Unidad: millones de COP constantes de 2024 por habitante.					
Empresas activas	2024 19.817	2025 19.682	2024 11.191	2025 11.253	
Unidad: número de empresas (total del grupo).					
Consumo de energía per cápita	2024 1.955	2025 1.681	2024 891	2025 826	
Unidad: kWh por habitante.					
Cobertura neta en educación	2024 93,9%	2025 91,8%	2024 84,6%	2025 82,6%	
Unidad: % de la población en edad escolar.					
Camas hospitalarias	2023 1,33	2024 1,35	2023 1,24	2024 1,24	
Unidad: promedio de camas por cada 1.000 habitantes.					

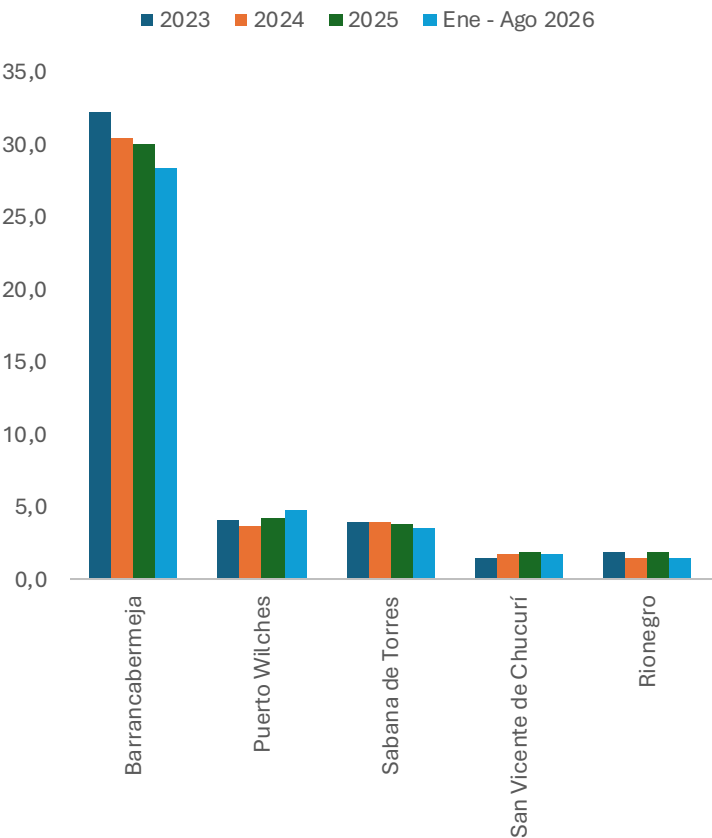
Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía; Confecámaras; Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; y Ministerio de Salud y Protección Social. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; por instrucción de la fuente se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 %. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

Top 5 compañías operadoras presentes Petróleo

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

Top 5 de municipios productores de Petróleo - (KBPd)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Barrancabermeja	32,2	30,5	30,1	28,4
Puerto Wilches	4,1	3,7	4,2	4,8
Sabana de Torres	3,9	3,9	3,8	3,5
San Vicente de Chucurí	1,5	1,7	1,8	1,7
Rionegro	1,9	1,5	1,8	1,5

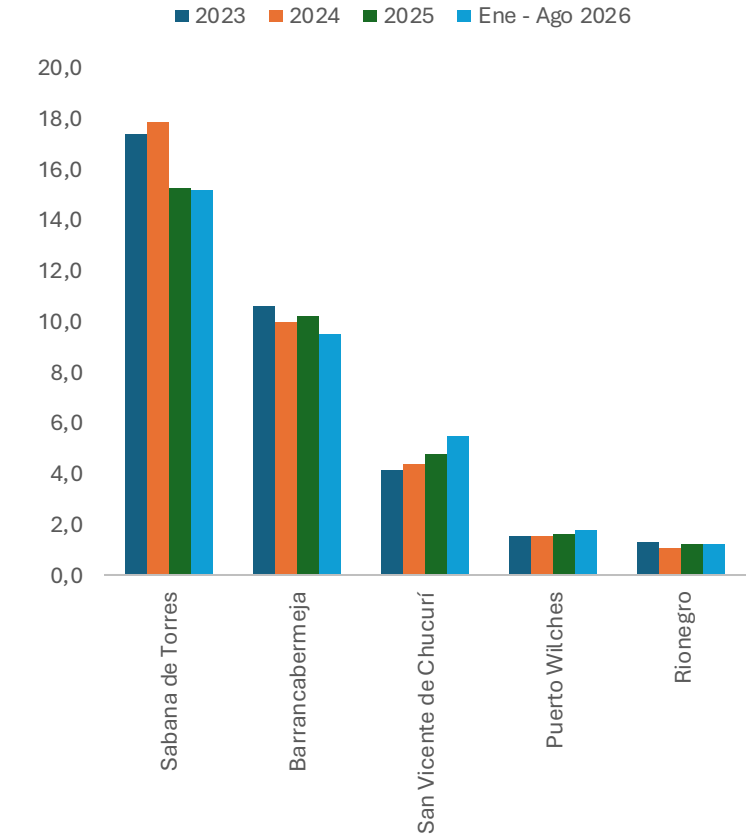


Top 5 compañías operadoras presentes Gas

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

Top 5 de municipios productores de Gas – (MPCD)

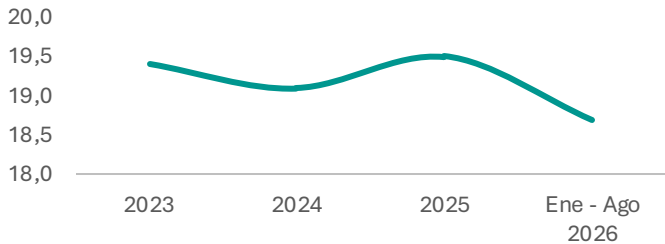
Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Sabana de Torres	17,4	17,9	15,3	15,2
Barrancabermeja	10,6	10,0	10,2	9,5
San Vicente de Chucurí	4,1	4,4	4,8	5,5
Puerto Wilches	1,5	1,5	1,6	1,8
Rionegro	1,3	1,1	1,2	1,2



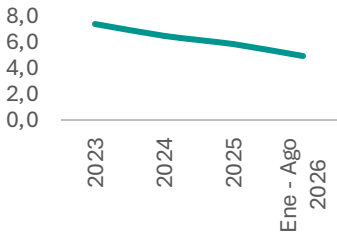
Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
La Cira	19,4	19,1	19,5	18,7
Infantas	7,4	6,5	5,8	5,0
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

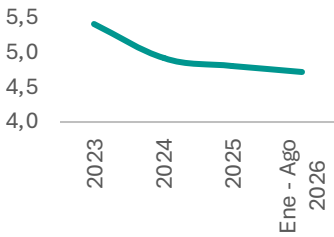
La Cira



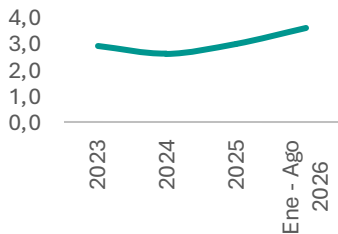
Infantas



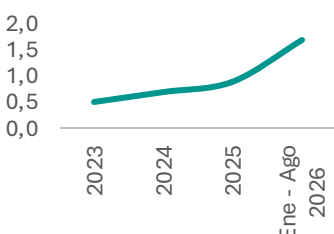
Llanito Unificado



Yariguí-Cantagallo



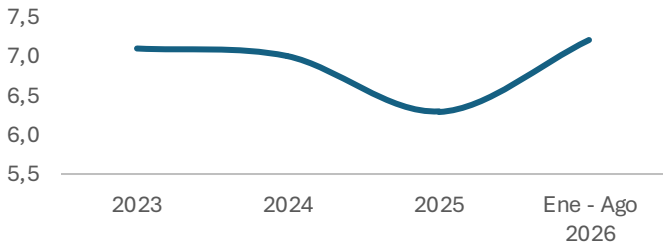
Lisama Unificado



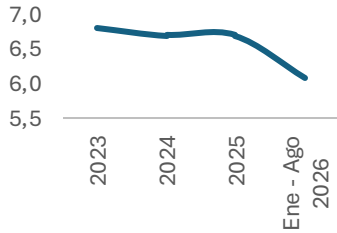
Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

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

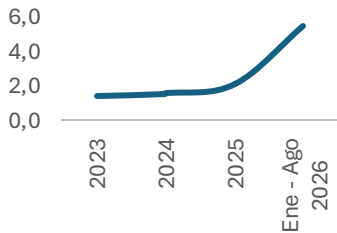
Payoa



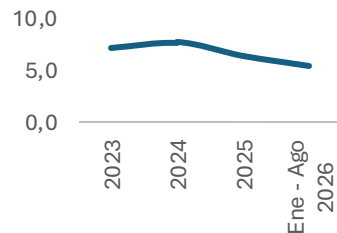
La Cira



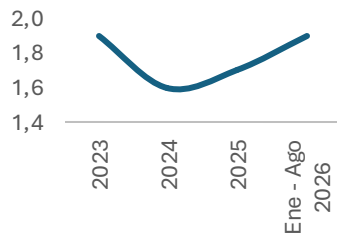
Lisama Unificado



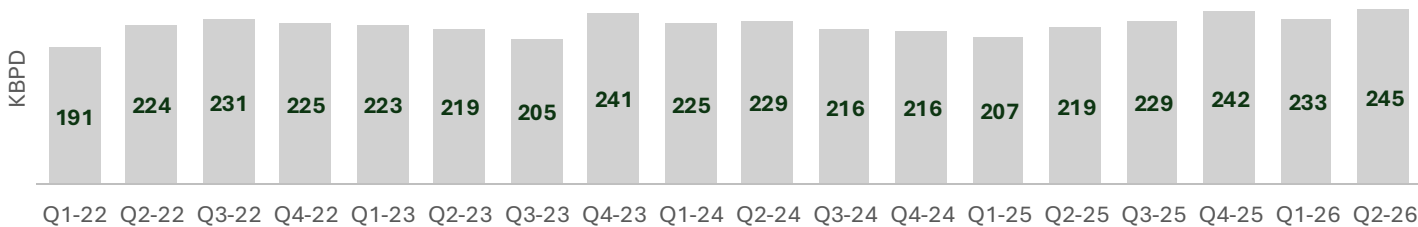
Provincia



Llanito Unificado

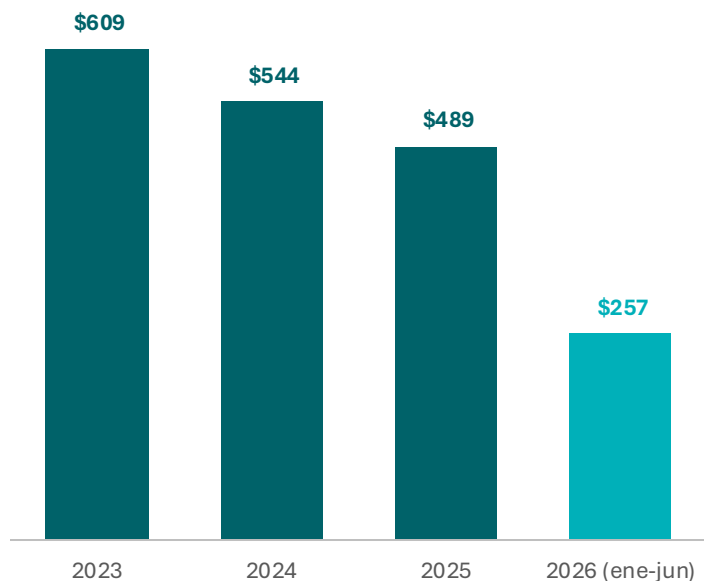


Refinería de Barrancabermeja – Q4 2025 (KBPD)

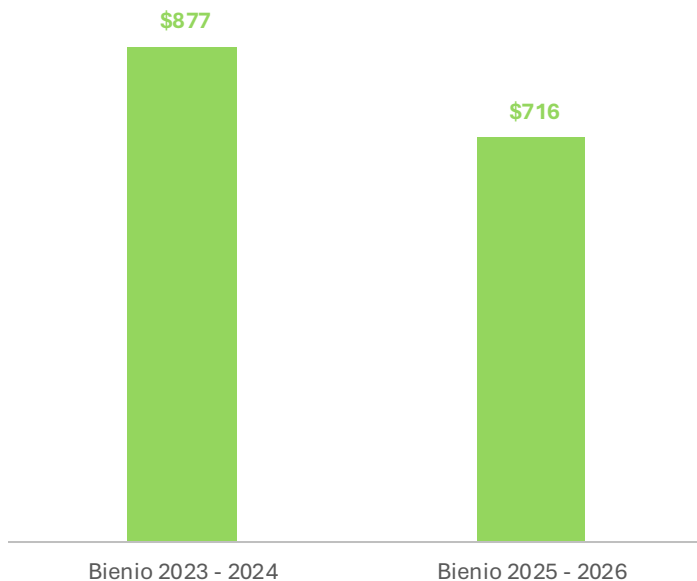


Perfiles departamentales: Santander

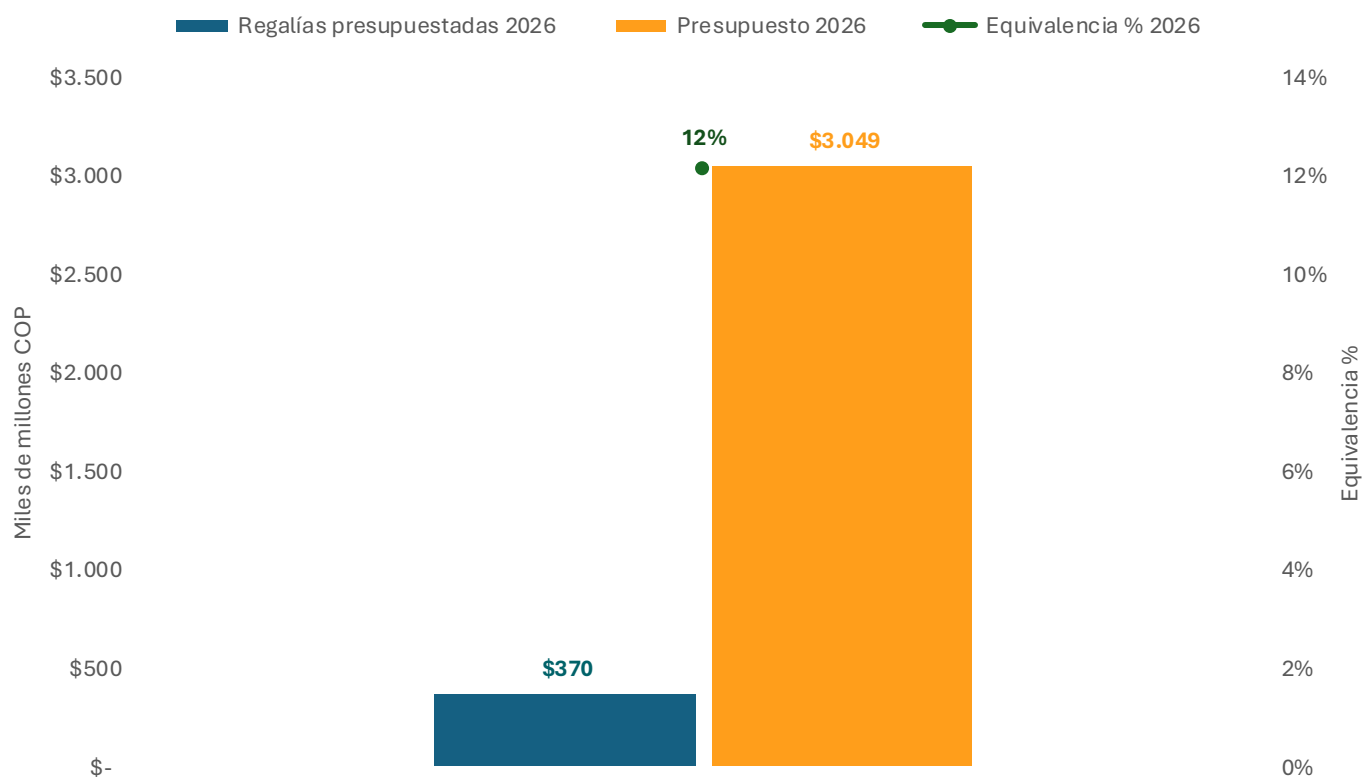
**Regalías liquidadas
(Miles de millones)**



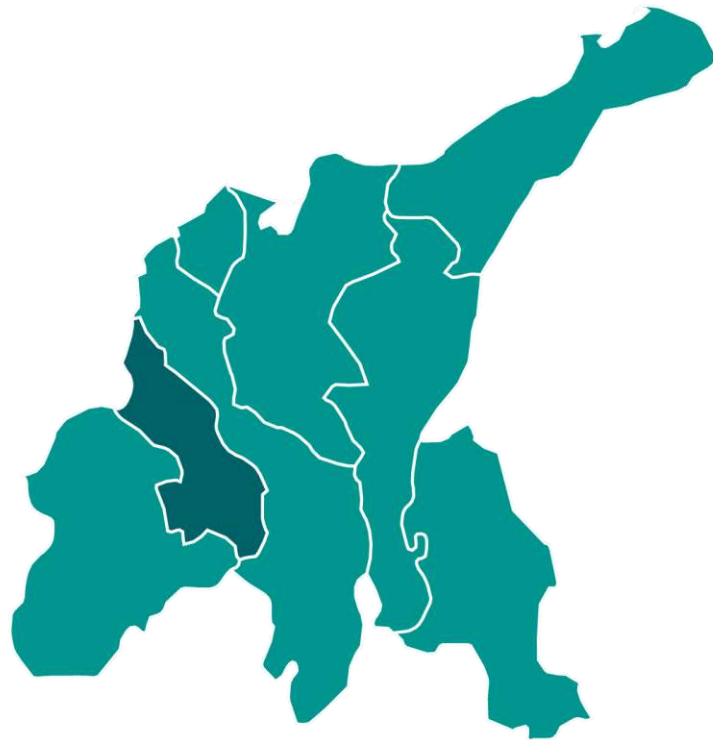
**Regalías presupuestadas
(Miles de millones)**



Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2026



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


Taladros de perforación activos

0

 Promedio I Sem 2026
Ene – Jun 2026

1

 Último dato disponible
Agosto 2026

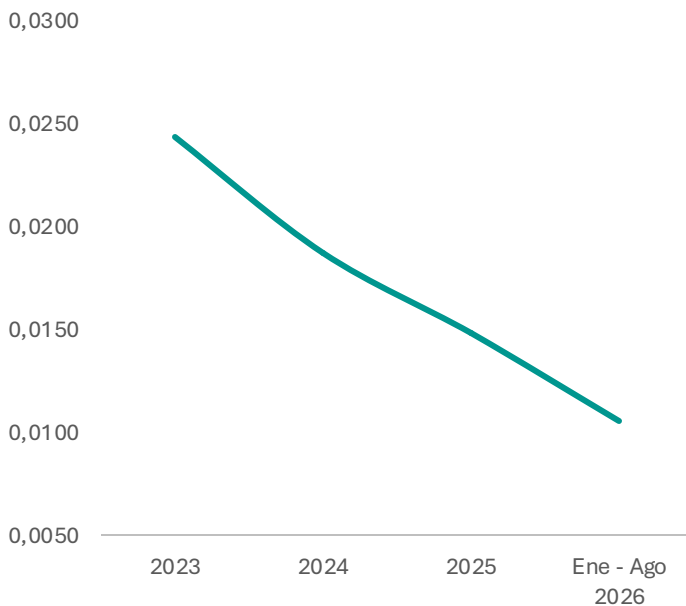
Proyectos vigentes de generación de energía

0

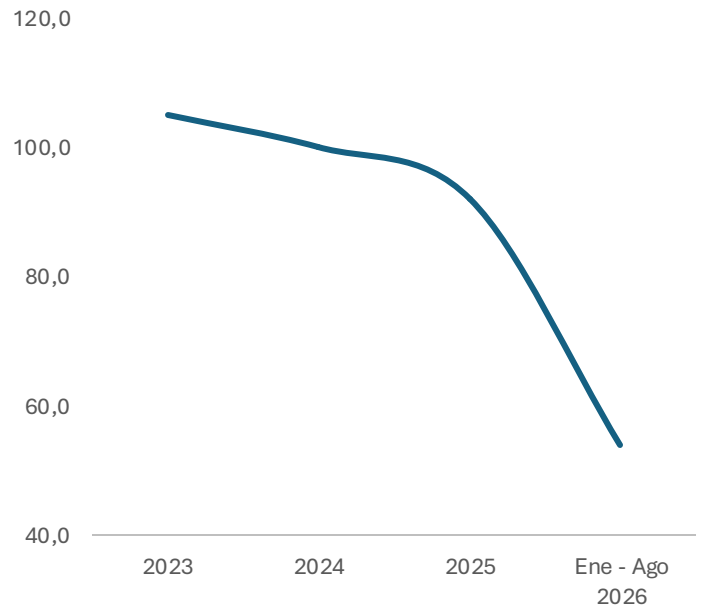
 Vigente a:
Agosto 2026

Producción fiscalizada de petróleo (KBPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
0,0243	0,0187	0,0148	0,0106


Producción fiscalizada de gas (MCPD)

2023	2024	2025	Ene - Ago 2026
105,1	100,0	92,1	54,1



Sucre: 26 municipios · Productores de petróleo: 3 · Productores de gas: 8 · No productores: 18

1. RESULTADOS DEPARTAMENTALES

Últimos dos años disponibles por indicador

Demografía, gestión y competitividad

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Población departamental (habitantes)	2025 1.034.102	2026 1.047.052
Medición de Desempeño Departamental (0-100)	2023 68,9	2024 67,1
Índice Departamental de Competitividad (0-10)	2025 4,42 · 23 de 33	2026 4,45 · 24 de 33

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Consejo Privado de Competitividad.

Servicios públicos

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Cobertura de acueducto (% de predios)	2024 79,3%	2025 65,6%
Cobertura de alcantarillado (% de predios)	2024 67,6%	2025 42,6%
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (% de viviendas)	2023 83,6%	2024 88,8%
Cobertura de gas natural (% de usuarios)	2024 92,7%	2025 90,9%

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos de la Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 % (instrucción de la fuente).

Economía y tejido empresarial

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
PIB departamental (miles de millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 13.602	2024 14.006
PIB departamental: variación real (%)	2023 -0,9%	2024 +3,0%
Peso del PIB en el total nacional (%)	2023 0,8%	2024 0,8%
PIB per cápita departamental (millones de COP, precios constantes de 2024)	2023 13,55	2024 13,74
Participación en el PIB minero (%)	2024 0,10%	2025 0,11%
Empresas activas (número)	2024 7.450	2025 6.968
Consumo de energía per cápita (kWh)	2024 868	2025 271

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Confecámaras; Superintendencia de Servicios Públicos. Cifras monetarias a precios constantes de 2024; el peso sobre el total nacional, a precios corrientes. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

Bienestar social

Indicador	Penúltimo dato	Último dato
Déficit cuantitativo de vivienda (miles)	2020 32	2021 32
Déficit cualitativo de vivienda (miles)	2020 157	2021 154
Pobreza monetaria (% de personas)	2024 57,5%	2025 51,8%
Pobreza multidimensional (% de personas)	2024 21,8%	2025 25,4%
Tasa de desempleo (% de la fuerza laboral)	2024 11,6%	2025 10,6%
Cobertura neta en educación (%)	2024 83,1%	2025 80,5%
Camas hospitalarias (promedio por 1.000 habitantes)	2023 1,62	2024 1,66

Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (ECV y GEIH); Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; Ministerio de Salud y Protección Social.

2. RESULTADOS MUNICIPALES

Municipios productores vs. no productores · series históricas de los últimos 5 años disponibles por indicador

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Población	2025 532.156	2026 539.735	2025 501.946	2026 507.317	
Unidad: habitantes (total del grupo).					
Medición de Desempeño Municipal	2023 45,2	2024 44,2	2023 48,3	2024 41,0	
Unidad: puntaje de 0 a 100 (promedio simple del grupo).					
Cobertura de acueducto	2024 82,8%	2025 56,4%	2024 73,6%	2025 78,0%	
Unidad: % de predios.					
Cobertura de alcantarillado	2024 75,0%	2025 27,2%	2024 55,4%	2025 63,4%	
Unidad: % de predios.					
Índice de Cobertura de Energía Eléctrica	2023 90,5%	2024 91,2%	2023 76,5%	2024 86,2%	
Unidad: % de viviendas.					
Cobertura de gas natural	2024 95,6%	2025 93,3%	2024 87,8%	2025 86,7%	
Unidad: % de usuarios.					

Indicador	Productores		No productores		Serie histórica
	Penúltimo	Último	Penúltimo	Último	
Valor agregado	2023 7.516	2024 7.839	2023 5.263	2024 5.355	
Unidad: miles de millones de COP constantes de 2024.					
Variación del valor agregado	2023 -0,5%	2024 +4,3%	2023 -0,4%	2024 +1,7%	
Unidad: % de variación real anual, a precios constantes de 2024.					
Valor agregado per cápita	2023 14,60	2024 14,97	2023 10,76	2024 10,80	
Unidad: millones de COP constantes de 2024 por habitante.					
Empresas activas	2024 4.710	2025 4.449	2024 2.740	2025 2.519	
Unidad: número de empresas (total del grupo).					
Consumo de energía per cápita	2024 942	2025 262	2024 790	2025 280	
Unidad: kWh por habitante.					
Cobertura neta en educación	2024 86,0%	2025 83,2%	2024 80,2%	2025 77,7%	
Unidad: % de la población en edad escolar.					
Camas hospitalarias	2023 2,53	2024 2,64	2023 0,66	2024 0,61	
Unidad: promedio de camas por cada 1.000 habitantes.					

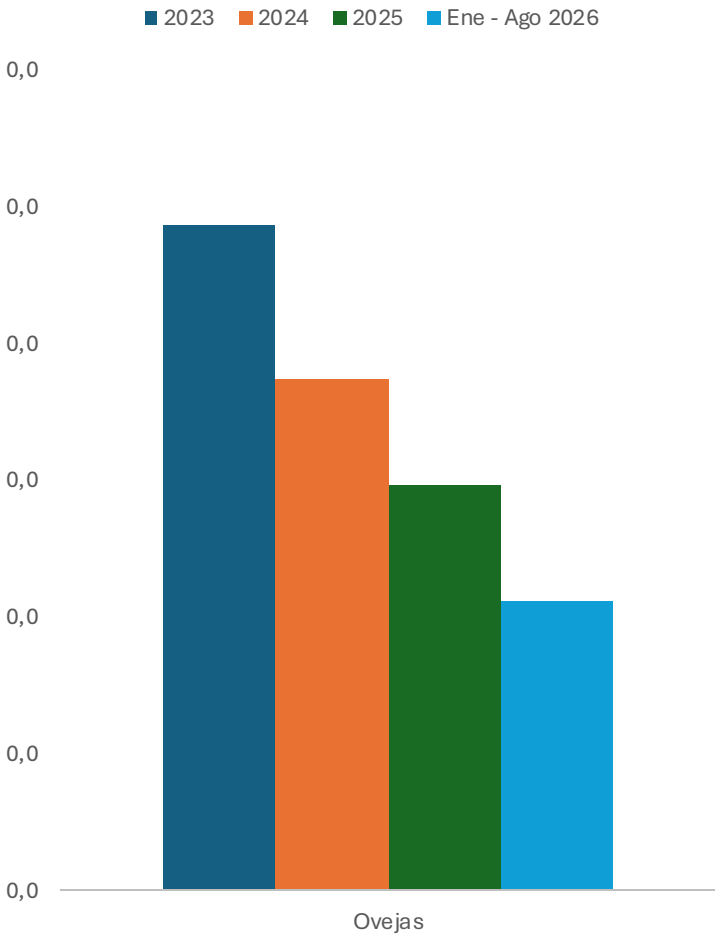
Fuente: Monitor de Desarrollo Territorial con datos del Departamento Administrativo Nacional de Estadística; Departamento Nacional de Planeación; Superintendencia de Servicios Públicos; Sistema de Información Eléctrico Colombiano; Ministerio de Minas y Energía; Confecámaras; Sistema de Información Nacional de Educación Básica y Media; y Ministerio de Salud y Protección Social. Acueducto y alcantarillado: 2025 preliminar; por instrucción de la fuente se excluyen los municipios con cobertura de 0 % o 100 %. Consumo de energía 2025: año parcial en la fuente.

Top 5 compañías operadoras presentes
Petróleo

- 1. Hocol S.A.

Top 5 de municipios productores de
Petróleo – (KBPD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Ovejas	0,0243	0,0187	0,0148	0,0106

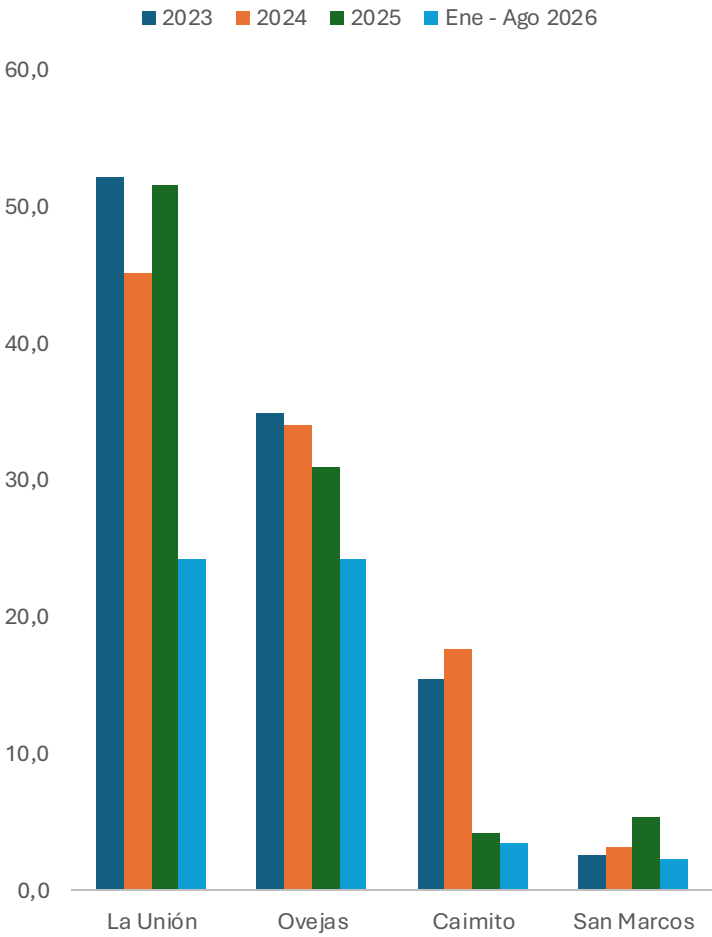


Top 5 compañías operadoras presentes
Gas

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

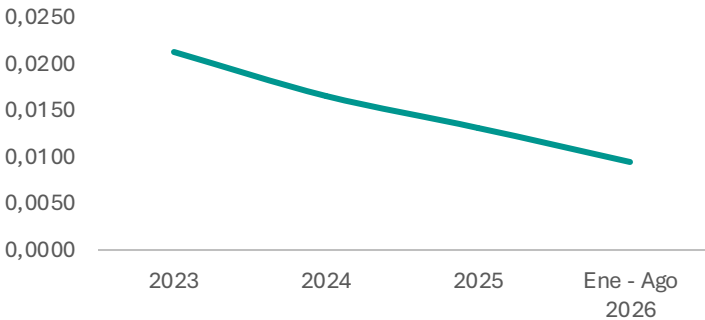
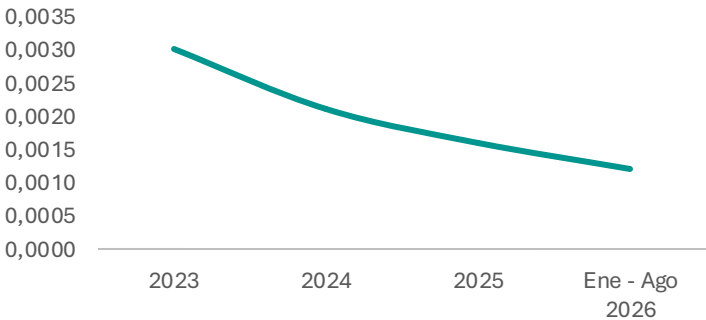
Top 5 de municipios productores de
Gas – (MPCD)

Municipios	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
La Unión	52,2	45,2	51,6	24,2
Ovejas	34,9	34,0	31,0	24,2
Caimito	15,4	17,6	4,2	3,5
San Marcos	2,6	3,2	5,3	2,2



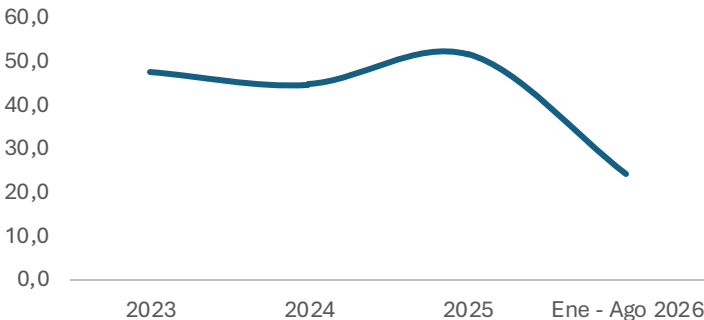
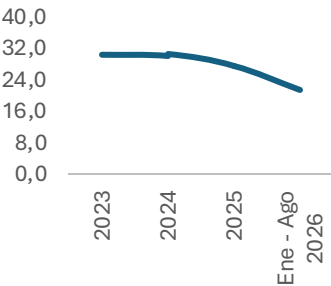
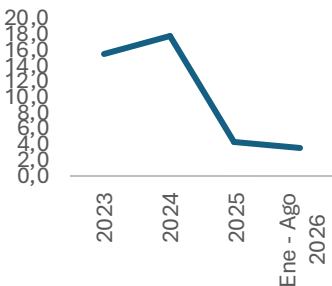
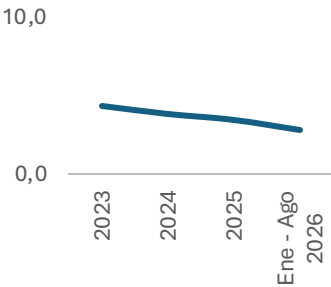
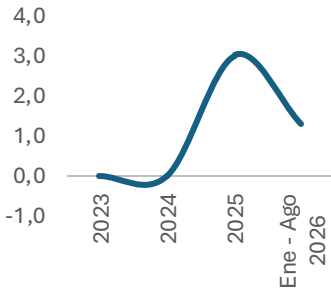
Top 5 de campos productores de Petróleo – (KBPD)

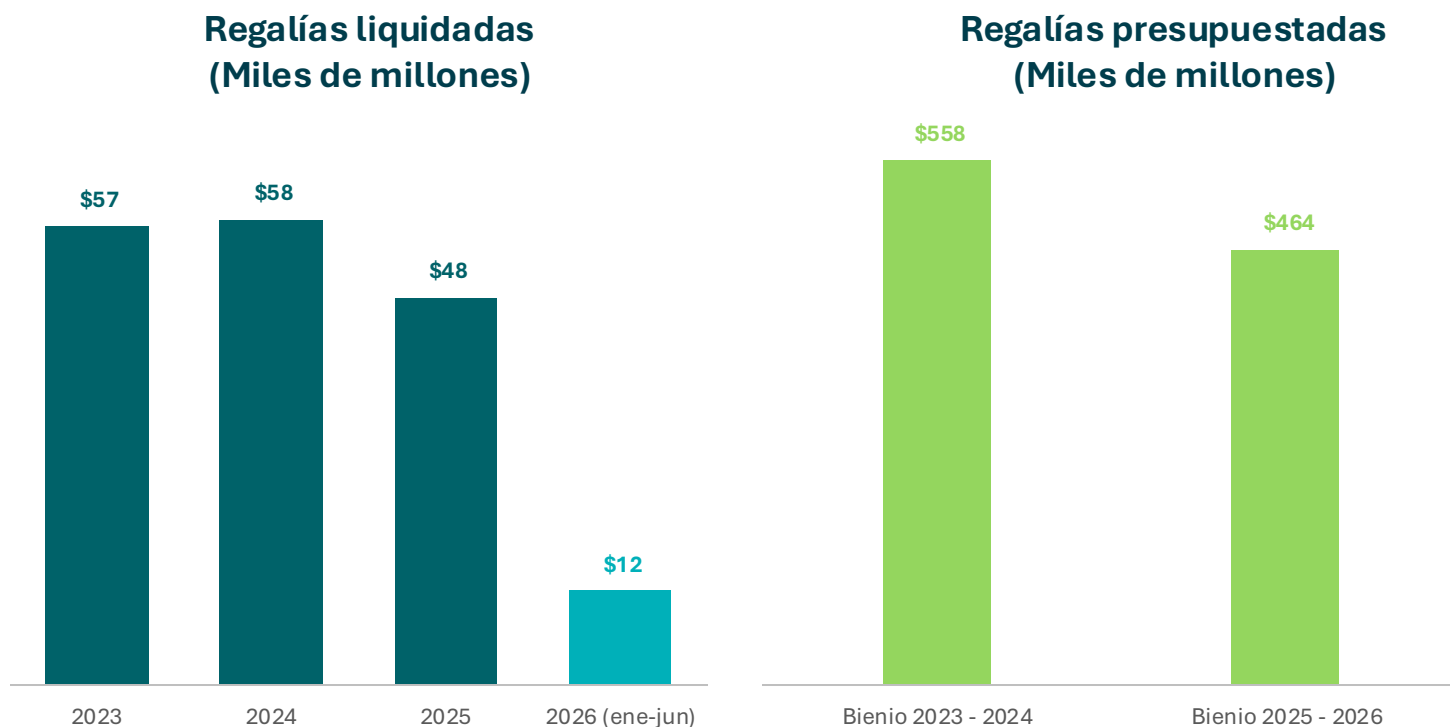
Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Mamey	0,0212	0,0166	0,0132	0,0094
Bonga	0,0030	0,0021	0,0016	0,0012

Mamey

Bonga


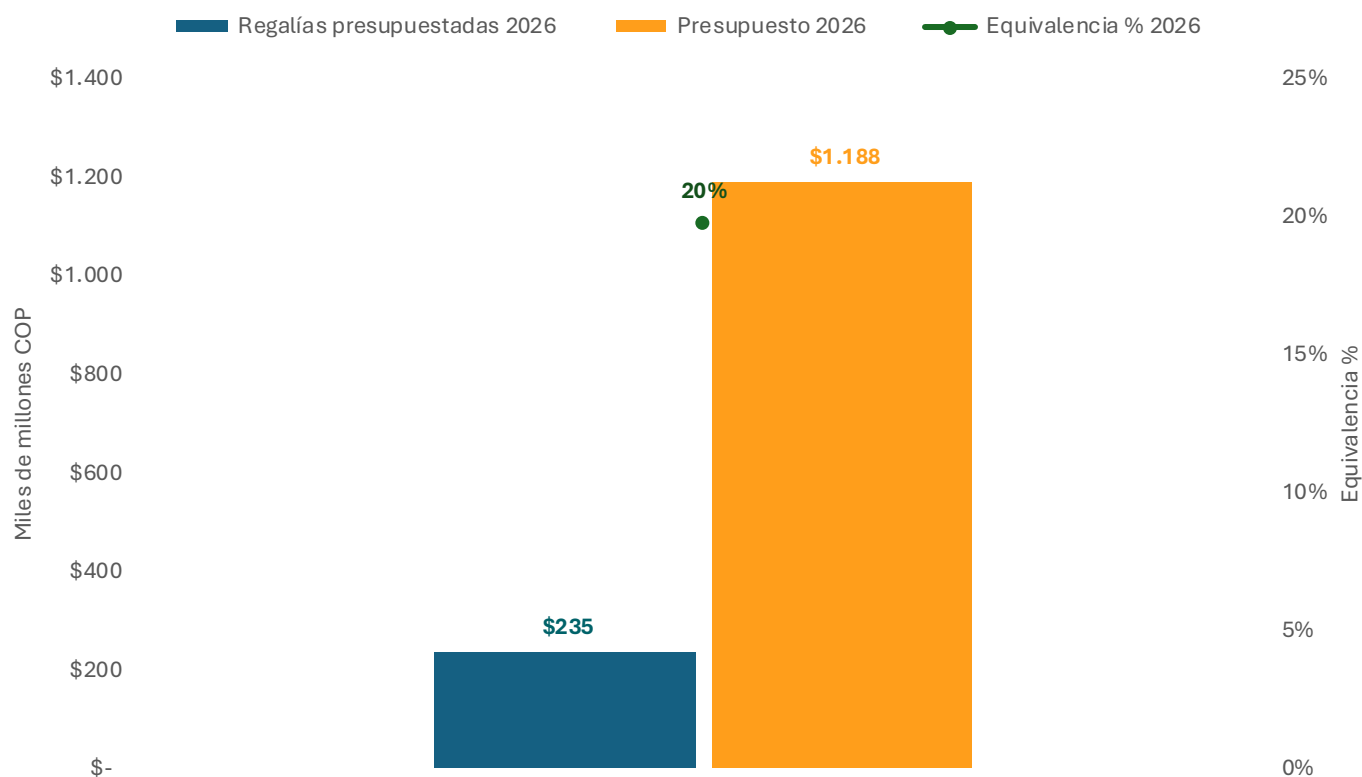
Top 5 de campos productores de Gas – (MPCD)

Campos	2023	2024	2025	Ene – Ago 2026
Clarinete	47,5	44,6	51,6	24,2
Mamey	30,5	30,2	27,6	21,5
Pandereta	15,4	17,6	4,2	3,5
Bonga	4,3	3,8	3,4	2,7
Borbón	-	-	3,0	1,3

Clarinete

Mamey

Pandereta

Bonga

Borbón




Regalías presupuestadas vs. Presupuesto departamental 2026



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



PREMIOS SOSTENIBILIDAD CAMPETROL 2025

INICIATIVAS DE SOSTENIBILIDAD DE BIENES Y SERVICIOS DE PETRÓLEO, GAS Y ENERGÍA 2025

Léalo aquí

O escaneando el código QR

¡FELICITAMOS A LOS GANADORES!



CATEGORÍA SOCIAL

RELIANZ
INDUSTRIAL SOLUTIONS

Programa Integral de Sostenibilidad



CATEGORÍA AMBIENTAL

SLA COL
Una compañía del BCL

Programa MAGNETA



CATEGORÍA GOBERNANZA

SKF®

Rodamientos Magnéticos



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





Taladro de Workover
Fotografía de Innergy

Capítulo 10

Principales Mensajes

Principales Mensajes

- Durante el primer semestre de 2026, el precio de referencia Brent promedió **\$91,7 USD/Bl**, lo que representa un incremento de **27,6% (+\$19,8 USD/Bl)** frente al mismo periodo de 2025. El comportamiento estuvo marcado por un fuerte incremento desde marzo, cuando el precio alcanzó **\$103,1 USD/Bl**, y un máximo de **\$117,3 USD/Bl en abril**, asociado a las disrupciones en el suministro mundial y las tensiones geopolíticas. En agosto de 2026, el Brent se ubicó en **\$91,1 USD/Bl**, mientras que el promedio enero-agosto alcanzó **\$90,7 USD/Bl**, 27,2% por encima del mismo periodo de 2025.
- Mientras la economía colombiana creció **2,9% durante el primer semestre de 2026**, la extracción de petróleo y gas se contrajo **2,7%**, mientras que las actividades de refinación crecieron **5,9%**. En el segundo trimestre, la extracción completó ocho trimestres consecutivos de contracción.
- La participación del sector de hidrocarburos en el PIB nacional se ubicó en **3,4% durante el primer semestre de 2026**, frente al 3,5% registrado en 2025 y al 4,5% de 2019.
- En 2025, la IED total en Colombia se redujo **16,2% (\$11.469 MUSD)**, caída explicada principalmente por los sectores no petroleros. En contraste, la inversión dirigida al sector petrolero aumentó **20,9%, hasta \$2.498 MUSD**.
- Entre enero y agosto la actividad de taladros activos promedio alcanzó **108 equipos**, con **32 equipos de perforación (+9,0%)** y 76 de mantenimiento (-5,3%). En agosto se registraron **114 taladros activos**, 1,8% más que en el mismo mes de 2025.
- En producción, durante enero-agosto de 2026 el petróleo fiscalizado promedió **731,2 KBPD**, una disminución de **2,2% (-16,1 KBPD)** frente al mismo periodo de 2025. La menor producción se presentó en un contexto de afectaciones

operativas y de entorno, particularmente en Meta, donde los bloqueos generaron una producción diferida cercana a **un millón de barriles**.

En cuanto al gas natural, entre enero y agosto de 2026 la producción comercializada nacional promedió **704,2 MPCD**, una reducción de **12,8% (-103,7 MPCD)** frente al mismo periodo de 2025. En contraste, las importaciones aumentaron **45,8%**, hasta 248,6 MPCD, representando el **26,1% del gas disponible**. En agosto, las importaciones alcanzaron **341,4 MPCD**, equivalentes al 32,3% del gas disponible, mientras la producción comercializada nacional se ubicó en 717,0 MPCD.

En materia de perforación, entre enero y agosto de 2026 se perforaron **32 pozos exploratorios**, un incremento de **18,5% (+5 pozos)** frente al mismo periodo de 2025. Por su parte, se perforaron **279 pozos de desarrollo**, una reducción de 13,9% frente a los 324 registrados en igual periodo de 2025.

Los **yacimientos no convencionales (YNC)** representan una oportunidad estratégica para ampliar la base de recursos del país. Según estimaciones de la ANH, Colombia cuenta con **8.234 Mbl de petróleo y 167.000 Gpc de gas recuperables en lutitas**, equivalentes a cerca de **4 y 97 veces**, respectivamente, las reservas probadas registradas al cierre de 2025.

Su desarrollo hace parte del **4x4 propuesto por CAMPETROL**, junto con el incremento de la producción de los campos existentes, el desarrollo del potencial de gas y la reactivación de la exploración, acompañado por cuatro habilitadores: ambiental, seguridad, competitividad y gobernabilidad institucional.

En este contexto, la estrategia **4x4** plantea una hoja de ruta para recuperar y ampliar la capacidad productiva nacional.

Conclusiones

- **La dinámica internacional de los hidrocarburos durante 2026 refuerza la relevancia de contar con una oferta energética diversificada**, con capacidad para responder a las condiciones del mercado y a las necesidades de la economía nacional.
- **Colombia cuenta con oportunidades para ampliar y fortalecer su oferta de hidrocarburos**, a partir del desarrollo de los campos existentes, el potencial de gas natural, los yacimientos no convencionales y la actividad exploratoria.
- **El desarrollo del potencial gasífero constituye una oportunidad para fortalecer la seguridad energética del país**, mediante la incorporación progresiva de nuevos recursos, el desarrollo de proyectos costa afuera y en tierra, y el fortalecimiento de la infraestructura asociada.
- **Los yacimientos no convencionales representan una fuente adicional de recursos para Colombia**, con potencial para ampliar la base de reservas de petróleo y gas, generar nueva actividad económica y contribuir al desarrollo de las regiones donde se localizan estos recursos.
- **La actividad exploratoria y el desarrollo de nuevos proyectos permiten complementar la producción proveniente de los campos existentes**, incorporando nuevos recursos y generando oportunidades para la cadena de bienes y servicios de la industria.
- **La materialización de estas oportunidades requiere condiciones habilitantes que favorezcan el desarrollo de proyectos de largo plazo**, especialmente en materia de licenciamiento ambiental y consulta previa, seguridad física, laboral y social, competitividad y gobernabilidad institucional.
- **En este contexto, el 4x4 de CAMPETROL articula una hoja de ruta para el desarrollo integral del sector**, basada en cuatro pilares: **aumentar la producción de los campos existentes, desarrollar el potencial de gas, materializar los YNC e incrementar la actividad exploratoria.**
- **La articulación de estos cuatro pilares permite integrar las capacidades actuales y futuras de la industria**, promoviendo oportunidades de inversión, generación de empleo, fortalecimiento de las regiones, mayores ingresos para la Nación y consolidación de la seguridad energética del país.



Fuente: Cenit – Estación Miraflores.

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



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



@CAMPETROLco



@CAMPETROL



@CAMPETROL



CAMPETROLColombia

www.CAMPETROL.org



CAMPETROL

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

Refinería de Cartagena
Fotografía de Ecopetrol



Estación Sutamarchán
Fotografía de Cenit



Chipirón, Caño Limón
Fotografía de SierraCol



Octubre de 2026

Balance **PETROLERO**

Primer semestre de 2026