

Hidrocarburos para el desarrollo de Colombia

Este documento recopila seis *position papers* elaborados de manera conjunta por gremios del sector petróleo y gas de Colombia, que abordan los principales desafíos, oportunidades y lineamientos estratégicos de la industria en el país.

Abril, 2026

ACGGP Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos de la Energía

ACIEM Asociación Colombiana de Ingenieros

ACIPET Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos, Energía y Tecnologías Afines

acp Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

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

NATURGAS Asociación Colombiana de Gas Natural

Contenido

Prólogo

Resumen ejecutivo: Hidrocarburos para el desarrollo de Colombia

1. PANORAMA ACTUAL Y DESAFÍOS DEL SECTOR O&G EN COLOMBIA

Resumen

Panorama actual

Retos

Propuestas

2. ENTORNO Y COMPETITIVIDAD DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Resumen

Exploración y Producción *(Upstream)*

Combustibles líquidos

Propuestas

3. GAS NATURAL Y ADICIÓN ENERGÉTICA - *OFFSHORE*

Resumen

Contexto

Temáticas

Conclusiones

Propuestas

4. DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

Resumen

Conceptos básicos clave

Evolución y estado actual del *Fracking* en Colombia

Regulación

Desarrollo de YNC en USA y Argentina

Impacto para Colombia

Propuestas

5. INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

Resumen

Introducción

Panorama actual

Retos y oportunidades

Propuestas

6. IMPACTO ECONÓMICO DEL SECTOR Y NECESIDADES FISCALES

Resumen

Introducción

Impacto en exportaciones

Impacto en Inversión Extranjera Directa

Ingresos fiscales

Producto Interno Bruto

Regalías

Empleo

Encadenamientos productivos

Necesidades financieras del Gobierno nacional y las regiones

Aportes directos al Presupuesto General de la Nación (PGN)

Aportes indirectos y territoriales

Propuestas

Sector Hidrocarburos en Venezuela

Referencias

PRÓLOGO

Un aporte técnico al futuro energético de Colombia

Las decisiones de los próximos años serán clave para garantizar la seguridad energética y la sostenibilidad fiscal del país, fortalecer la competitividad, retornar a la senda de crecimiento y asegurar los recursos que aporten a la Nación y financien el desarrollo regional. En este contexto, el sector de hidrocarburos seguirá siendo un aliado estratégico para construir una Colombia más próspera, con energía confiable, inversión productiva y mayores oportunidades.

Con este propósito, los gremios del sector hidrocarburos — **ACIEM, ACIPET, ACGGP, ACP, CAMPETROL y NATURGAS** — presentan este documento como un aporte técnico al debate sobre el futuro energético del país. Este trabajo ofrece insumos y propuestas orientadas a contribuir a la formulación de políticas públicas que impulsen el crecimiento, la seguridad energética, la competitividad y el desarrollo sostenible.

El documento parte de una convicción clara: **Colombia cuenta con recursos, talento humano, conocimiento técnico y experiencia empresarial** para fortalecer su sector energético y aprovechar las oportunidades del contexto global.

> **"La industria de los hidrocarburos reafirma su compromiso con el desarrollo sostenible y el futuro de Colombia."**

Carlos Cárdenas
Presidente Nacional, ACIEM

Martha Villarreal
Presidenta Junta Directiva, ACIPET

Jaime Checa
Presidente Junta Directiva, ACGGP

Frank Pearl
Presidente Ejecutivo, ACP

Nelson Castañeda
Presidente Ejecutivo, CAMPETROL

Luz Stella Murgas
Presidenta, NATURGAS



RESUMEN EJECUTIVO

Hidrocarburos para el desarrollo de Colombia

Este documento integra seis *position papers* elaborados por los principales gremios del sector de hidrocarburos en Colombia:

ACIEM
Asociación Colombiana de Ingenieros

ACIPET
Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos, Energía y Tecnologías Afines

ACGGP
Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos de la Energía

ACP
Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

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

NATURGAS
Asociación Colombiana de Gas Natural

Este ejercicio permitió un análisis integral de la situación actual del sector, sus principales riesgos y las oportunidades para fortalecer la seguridad energética, la sostenibilidad fiscal y el desarrollo económico y social del país.

El análisis se enmarca en el concepto de **coexistencia energética**, orientado al cumplimiento del trilema energético: **seguridad, equidad y sostenibilidad**, así como a la preservación de la soberanía y el autoabastecimiento.

Con base en información oficial y gremial, el documento aporta insumos técnicos para la formulación de políticas públicas y la toma de decisiones de mediano y largo plazo.

1. Panorama actual y desafíos del sector O&G

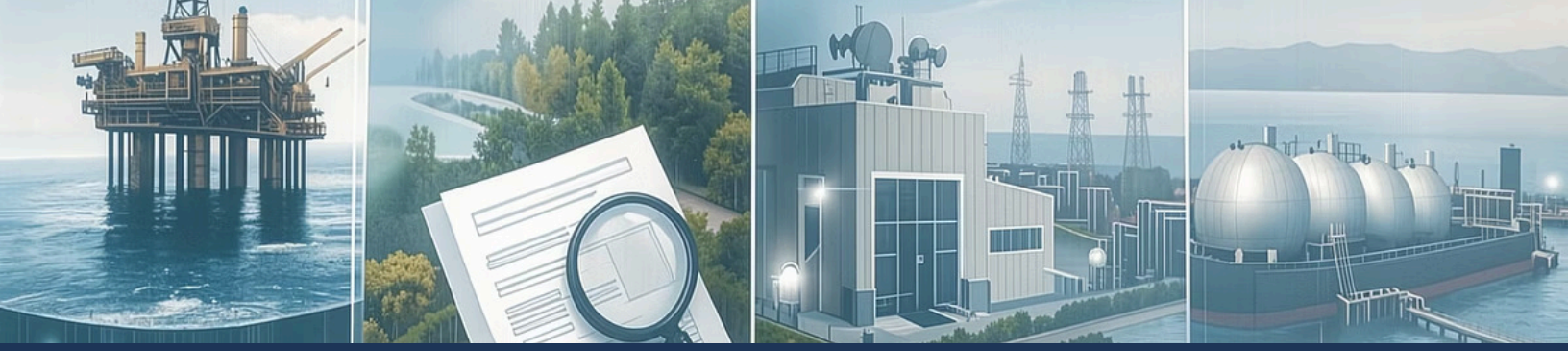
Colombia enfrenta un deterioro progresivo de su autosuficiencia energética, en un contexto de menor inversión, caída en reservas y crecientes desafíos operativos y sociales.

En 2024, la relación reservas-producción (R/P) de petróleo se ubicó en 7,2 años. En gas, las reservas probadas se redujeron 13 %, disminuyendo la relación R/P de 6,1 a 5,9 años.

La incorporación de reservas proviene principalmente de recobro mejorado y revisiones técnicas, con una participación marginal de nuevos descubrimientos, lo que refleja la necesidad de fortalecer la exploración.

La inversión en exploración se encuentra en su nivel más bajo en cuatro años, lo cual incrementa el riesgo para la seguridad energética y fiscal del país.

Asimismo, persisten desafíos asociados a la conflictividad social, bloqueos territoriales, incertidumbre regulatoria y demoras en los procesos de licenciamiento ambiental, factores que afectan la ejecución de proyectos y la competitividad del país.



Propuestas:

- Retomar la **firma de nuevos contratos de Exploración y Producción (E&P).**
- **Optimizar los procesos de licenciamiento ambiental y consulta previa** con criterios unificados, cronogramas vinculantes y coordinación interinstitucional efectiva entre ANLA, Ministerio del Interior y entes territoriales.
- Garantizar **condiciones de orden público** mediante una política de protección de infraestructura energética crítica, que incluya mecanismos de financiación y coordinación entre la Fuerza Pública y el sector privado.
- Convertir los 936 millones de barriles (Mbls) de petróleo y 11 Terapiés cúbicos de gas de **recursos contingentes en reservas y producción**, superando las barreras ambientales, sociales, legales y contractuales que hoy los inviabilizan.

2. Entorno y competitividad de la industria

El entorno de inversión en Colombia se ha debilitado, aumentado el riesgo de dependencia de importaciones energéticas y sus impactos sobre el déficit fiscal y los costos a los usuarios.

Entre 2022 y 2024, la inversión en exploración y producción cayó 11 %, mientras que a nivel global aumentó cerca de 20 %, lo que evidencia una pérdida de competitividad del país.

Propuestas:

- Reducir y **estabilizar la carga tributaria** de la industria, y diseñar incentivos explícitos para la exploración en contratos actuales, recobro mejorado y producción incremental.
- Retomar **asignación de áreas y firma de nuevos contratos E&P**, enviando señales claras de estabilidad jurídica y fiscal de largo plazo que permitan competir por capital con Brasil, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela.
- Culminar el **saneamiento del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC)**, definir los esquemas de administración de inventarios estratégicos y habilitar un mercado más competitivo para el Jet A-1 y los combustibles de importación.
- Establecer una **instancia de coordinación interinstitucional permanente** que resuelva cuellos de botella entre los sectores ambiental, social, de ordenamiento territorial y de la industria, para reducir los tiempos de inicio de nuevos proyectos.

3. Gas natural y adición energética – *offshore*

Colombia perdió la autosuficiencia en gas natural en diciembre de 2024, lo que ha incrementado las importaciones de gas natural licuado (GNL) para atender demanda residencial, industrial y vehicular. En enero de 2026, estas importaciones representaron hasta el 20 % de la demanda nacional.

El gas natural es clave para el bienestar de más de 36 millones de usuarios, para respaldar la generación eléctrica en periodos de sequía y contribuir a la reducción de la pobreza energética. Sin embargo, la declinación de los campos y retrasos en nuevos proyectos han incrementado la vulnerabilidad del sistema.

El desarrollo *offshore* (costa afuera), particularmente el proyecto Sirius, con capacidad para cubrir hasta el 40 % de la demanda nacional, representa una oportunidad estratégica; no obstante, enfrenta desafíos en consultas previas, licenciamiento ambiental e infraestructura.

Propuestas:

- Declarar Sirius y los proyectos de infraestructura de gas como **Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (PINES)**, activando una coordinación multisectorial entre el Ministerio de Minas, ANLA, Ministerio del Interior y operadores para destrabar trámites de forma transparente y eficiente.
- Ejecutar sin demora el **Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN)**, acelerando los trámites de UPME, CREG y ANLA para los proyectos de infraestructura de transporte y regasificación identificados, incluyendo la ampliación de SPEC LNG y los nuevos proyectos en la Costa.
- **Expandir la cobertura de gas natural** como política pública prioritaria de reducción de pobreza energética, con una meta de al menos 500.000 nuevas conexiones en hogares de estratos 1 y 2 durante el período de gobierno, priorizando regiones con mayor déficit.
- Impulsar **incentivos fiscales para la reconversión tecnológica** de energéticos con mayor huella de carbono a gas natural, para fortalecer la eficiencia energética y las metas de reducción de emisiones.

4. Desarrollo de Yacimientos No Convencionales en Colombia

Los Yacimientos No Convencionales (YNC) son una oportunidad estratégica para recuperar el autoabastecimiento energético y aportar a la sostenibilidad fiscal del país. Su desarrollo podría triplicar las reservas y extender la autosuficiencia de gas por aproximadamente 70 años y la de petróleo por cerca de 16 años.

La experiencia internacional, especialmente en Estados Unidos y Argentina, donde se destaca el caso de Vaca Muerta como referencia de desarrollo responsable, demuestra su viabilidad. Y Colombia cuenta con un marco regulatorio robusto, técnico y ambiental.

Propuestas:

- Activar los **proyectos de desarrollo de YNC**.
- Reconocer al **subsuelo como activo estratégico**: su adecuada gestión permite garantizar seguridad energética, impulsar la diversificación energética, fortalecer la competitividad económica y ordenar el territorio con base en evidencia científica. Además, facilita la toma de decisiones informadas, promueve inversiones responsables y asegura que su aprovechamiento genere valor social y ambiental de largo plazo, evitando conflictos y maximizando beneficios para la Nación.
- Estructurar una **nueva ronda de asignación de áreas YNC** con términos técnicos y fiscales competitivos, orientada a atraer operadores de alto nivel y garantizar estabilidad jurídica de largo plazo.

- Construir **mecanismos de participación** de actores locales que materialicen beneficios económicos regionales concretos, más allá de los mecanismos tradicionales de regalías.

5. Innovación tecnológica y sostenibilidad energética

Tecnologías como recobro mejorado (EOR); captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS); y digitalización y optimización de campos maduros son clave para aumentar el factor de recobro y prolongar la vida productiva de los yacimientos.

También existen oportunidades en hidrógeno, geotermia, biocombustibles y combustibles sostenibles de aviación (SAF).

Propuestas:

- Diseñar **incentivos contractuales y fiscales** específicos para proyectos de recobro mejorado, incluyendo extensiones de contrato y beneficios tributarios para operadores que demuestren aumentos en el factor de recobro.
- Implementar **esquemas piloto integrados EOR-CCUS** en campos agotados, aprovechando cuatro clústeres identificados con potencial, y desarrollar la hoja de ruta regulatoria e institucional para el CCUS, que aún no existe en Colombia.
- Impulsar la **exploración geotérmica temprana**, y establecer el marco legal que defina derechos de explotación e incentivos, hoy ausente.
- Fortalecer la **capacidad institucional** de entidades como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el Servicio Geológico Colombiano (SGC), el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) y las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), con el propósito de consolidar estándares técnicos y ambientales alineados con las mejores prácticas internacionales.

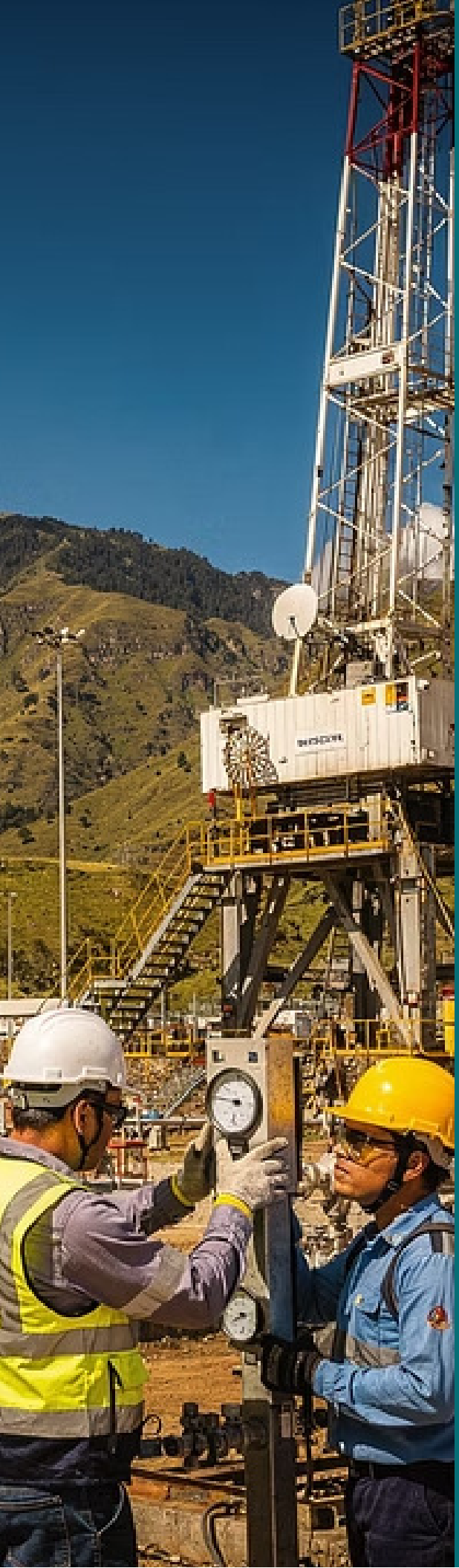
6. Impacto económico del sector y necesidades fiscales

El sector de los hidrocarburos, entre 2021 y 2025, ha representado en promedio el 30,5 % de las exportaciones, el 15 % de la inversión extranjera directa y alrededor del 4,6 % del PIB.

Entre 2021 y 2024, la inversión en exploración y producción superó los US$17.000 millones. Estos recursos financian programas sociales, infraestructura, educación y desarrollo regional, por lo que su reducción tendría impactos estructurales sobre las finanzas públicas.

Propuestas:

- Diseñar una **política tributaria para el impulso de la industria**, basada en contratos de estabilidad de largo plazo, con el objetivo de generar certidumbre a los inversionistas.
- Definir **incentivos tributarios para exploración** voluntaria, recobro mejorado y producción incremental.
- **Dinamizar los contratos actuales** que ya cumplieron compromisos, estableciendo condiciones para producción incremental: disminución del factor X, regalías variables y extensión de contratos hasta el límite económico.
- Reactivar y **aprovechar áreas con activos productivos y reservas remanentes,** mediante esquemas contractuales ágiles, incentivos económicos y condiciones que faciliten la participación de empresas operadoras y de bienes y servicios del sector.



POSITION PAPER 1

PANORAMA ACTUAL Y DESAFÍOS DEL SECTOR O&G EN COLOMBIA

Resumen

- Se presenta un análisis de la situación actual del sector de petróleo y gas en Colombia, con el objetivo de proponer alternativas que fortalezcan la industria y contribuyan al desarrollo sostenible de los territorios.

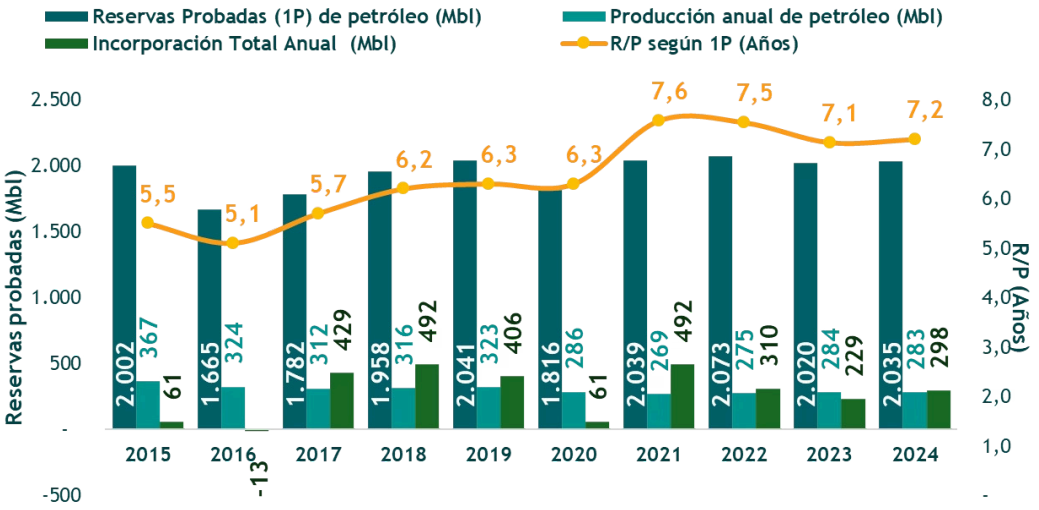
- El análisis se enmarca en la coexistencia energética, entendida como una matriz en la cual distintas fuentes conviven y se complementan. Este enfoque busca responder al trilema energético: seguridad energética, equidad energética y sostenibilidad. Así como garantizar la soberanía, la seguridad y la autosuficiencia del país.

Panorama actual

Reservas de petróleo

Colombia cuenta con 2.035 millones de barriles (Mbls) de reservas probadas, equivalentes a una relación reservas-producción (R/P) de 7,2 años (ANH, 2025).

Histórico de reservas probadas 1P, producción e incorporación de Petróleo (Mbls)



Fuente: (ANH, 2025)

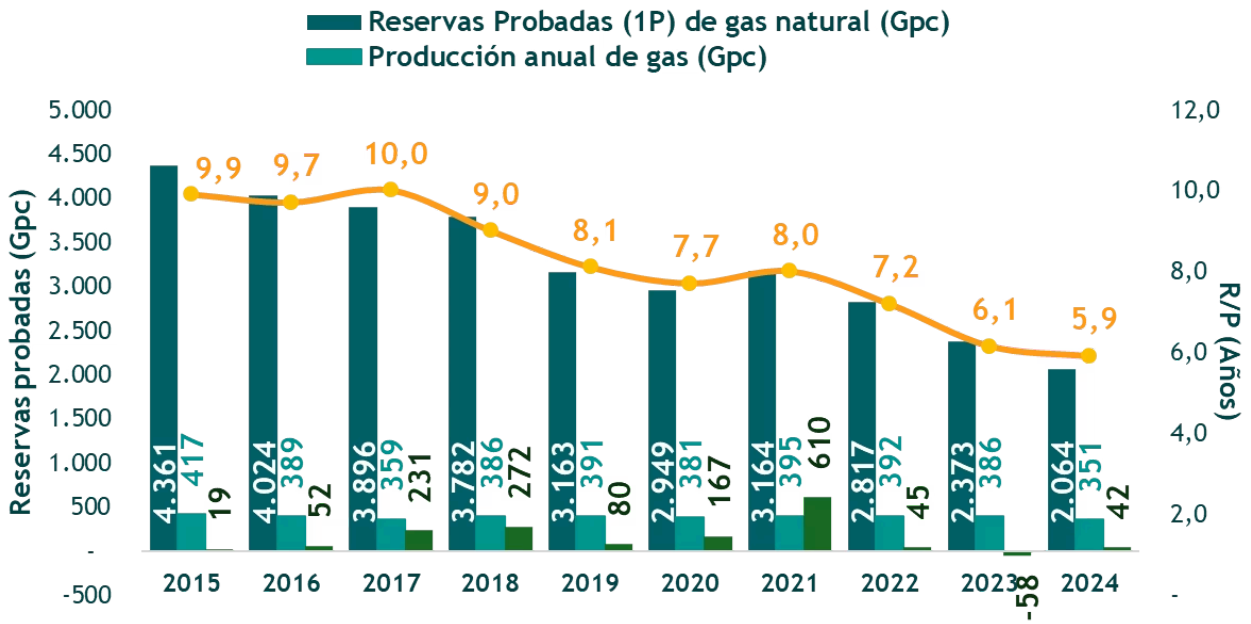
En 2024 se incorporaron 298 Mbls, de los cuales solo 3 Mbls provinieron de nuevos descubrimientos. Esto evidencia la **necesidad de fortalecer la exploración**. El índice de reposición fue superior a 1, lo que significa que se compensó la producción anual y algo más. Según la ANH: "p*ara 2024 por cada 100 barriles producidos, se repusieron 105 barriles*" (ANH, 2025). Las principales fuentes de incorporación fueron recobro mejorado y revisiones técnicas, las cuales respondieron a mejores resultados operativos, revisiones de proyectos y procesos de optimización.

Reservas de gas

A diciembre de 2024, Colombia cuenta con 2.064 giga pies cúbicos (Gpc) de reservas probadas, con una relación R/P de 5,9 años (ANH, 2025), producto de una declinación constante de los principales campos tradicionales que ha llevado a una disminución de reservas en los últimos 10 años.



Histórico de reservas probadas 1P, producción e incorporación de gas (Gpc)



Fuente: (ANH, 2025)

En 2024 se incorporaron 42 Gpc, principalmente, mediante proyectos EOR-PPI (recobro mejorado - proyectos de producción incremental), **sin lograr compensar la producción**.

Contratos

A febrero 2026, hay 355 contratos y convenios firmados; de los cuales 24 contratos están suspendidos por la imposibilidad de operar y 37 en trámite de terminación (ANH, 2026).

Actividad petrolera

En 2025, se reportaron 110 taladros activos en el país (30 de perforación y 81 de reacondicionamiento), un aumento de 3,3 % frente a 2024, cuatro equipos más (CAMPETROL, 2026).

Producción de petróleo

La producción en 2025 fue 746,5 mil barriles promedio día (kbpd), lo que representa una caída del 3,4 % frente a 2024 (26,2 kbpd) cuando se ubicó en 772,7 kbpd.

Producción de gas

En 2025, la producción promedio fue de 794,2 millones de pies cúbicos días (MPCD), 17,1% menos frente al 2024, cuando se registraron 958,5 MPCD.

Gas comercializado

Entre 2022 y enero de 2026, la producción nacional de gas comercializado pasó de 1.073 MPCD a 683 MPCD; una disminución de 390 MPCD (-36,4 %).

Importaciones de gas

Desde finales de 2024, Colombia presenta déficit de gas natural nacional, las importaciones de gas aumentaron de 3 MPCD a 173 MPCD, lo que elevó su participación dentro del gas comercializado de 0,3 % a 20,2 %.

Precios del gas:

El aumento de importaciones ha elevado los precios, antes estaban entre 5 y 7 USD/MBTU, en el 2025, rondaron los 9,8 USD/MBTU.

Refinación

Colombia cuenta con dos refinerías mayores que abastecen al país de forma parcial las necesidades de combustibles y productos refinados, Cartagena (dieta promedio de crudo de 24° API y una carga constante de 210 kbpd) y Barrancabermeja (dieta de crudo mezcla del orden de 26° API y una carga efectiva promedio constante de crudo de 220 kbpd) (ACP, 2025).

Demanda actual de combustibles líquidos

357.791 barriles diarios, discriminados así:

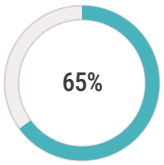
Combustible Líquido	BPD	%
Diésel	141.310	39,5%
Gasolina Corriente	139.245	38,9%
Jet Fuel	42.511	11,9%
GLP	24.317	6,8%
Diésel CarbMin	6.844	1,9%
Gasolina Extra	3.564	1,0%
Total	**357.791**	**100,0%**

Fuente: (UPME, 2025)

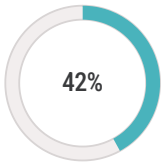
ⓘ **Los combustibles líquidos** s**on clave para evitar racionamientos energéticos y garantizar el acceso a electricidad** en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país (ACP, 2025).

Matriz energética

El 65 % del consumo energético de Colombia proviene de derivados del petróleo y gas, y el 42% del consumo energético de Colombia proviene de combustibles líquidos, lo que hace de este sector un pilar para la seguridad energética nacional (ACP, 2025).



Consumo de derivados del petróleo y gas



Consumo proveniente de combustibles líquidos

Principales causas de la contracción del sector:

- Política de desincentivo de la industria.
- Suspensión de la firma de nuevos contratos de exploración y producción.
- Incremento de la carga fiscal de las empresas de la industria.
- Caída en la inversión y actividad exploratoria.
- Disminución de la producción de petróleo y gas.
- Tendencia a la baja de los precios internacionales del petróleo como consecuencia de la sobreoferta mundial. Reciente volatilidad e incertidumbre derivada de la guerra EE. UU. e Irán.
- Incertidumbre regulatoria y jurídica.
- Deterioro en la seguridad y aumento de la conflictividad.

Orden público: en el primer semestre de 2025 se presentaron 22 atentados terroristas (600% más que en el mismo periodo de 2024) contra infraestructura de transporte de hidrocarburos en el país, siendo los más afectados los oleoductos Caño Limón - Coveñas y Bicentenario, causando pérdidas de producción, particularmente en campos ubicados en el departamento de Arauca.

Adicionalmente, los bloqueos a las operaciones por parte de comunidades continúan afectando de manera significativa la producción del país. En el primer semestre de 2025, los municipios más afectados fueron Acacías y Guamal.

Retos

De acuerdo con el panorama actual, los principales desafíos que enfrenta la industria de los hidrocarburos en Colombia para los próximos años son:



Horizonte limitado de reservas

El país enfrenta una situación crítica para garantizar su autosuficiencia energética, debido a la duración limitada de sus reservas probadas de petróleo y gas. Si no se descubren y desarrollan nuevos campos en el corto plazo, Colombia podría perder su autoabastecimiento en petróleo hacia 2032 y profundizar el déficit en gas nacional registrado desde diciembre de 2024. Desde 2028 la producción no sería suficiente para alcanzar las metas del Marco Fiscal de Mediano Plazo.



Conversión rápida de recursos contingentes en reservas y producción

Hoy el país cuenta con 936 Mbls de petróleo y 11 Teras de gas en recursos contingentes C2 (mejor estimado), volúmenes significativos en relación con las actuales reservas. Las principales contingencias son ambientales, sociales y regulatorias (ANH, 2025)
..



Disminución de la actividad exploratoria: sísmica y pozos

La disminución de equipos de taladro activos del 23,9 % (34 equipos menos), respecto a febrero de 2023, está vinculada a la pérdida cercana de 17.225 empleos (2.650 directos y 14.575 indirectos) (Campetrol, 2024)



Caída de la producción

Los retos técnicos o de operación para revertir esta tendencia de producción de petróleo y gas incluyen:

- Incorporar nuevas tecnologías de recobro
- Expedir Resolución del MinEnergía con incentivos EOR
- Garantizar el orden público
- Fortalecer estrategias para reducir la conflictividad social. (ACP, 2025)



Coexistencia energética

El interés en tener una matriz energética más diversificada y descarbonizada ha llevado al actual Gobierno a pensar en excluir las fuentes de energía asociadas a los hidrocarburos y el carbón. En contraste, expertos plantean que debe prevalecer la coexistencia energética dado que todas las fuentes de energía son necesarias e importantes para garantizar el trilema energético: seguridad energética (suministro fiable), equidad energética (accesibilidad y precios asequibles) y sostenibilidad ambiental (descarbonización), así como, el desarrollo económico y social del país.



Aumento de la conflictividad social

Esta industria opera en un entorno marcado por tensiones sociales, inseguridad y desafíos normativos. Estos conflictos no solo afectan la viabilidad de los proyectos, sino también la relación entre comunidades, empresas del sector y los gobiernos locales y el Gobierno nacional.

Es prioritario fortalecer el diálogo democrático con comunidades y actores locales, implementar estrategias de desarrollo territorial sostenibles y participativas, disminuir la conflictividad social y los bloqueos en las áreas de influencia mediante proyectos de pedagogía regional e inversión en proyectos de desarrollo social, coordinación estatal para gestionar conflictividad y asegurar el orden público (ACP, 2025).

Propuestas

Para enfrentar los desafíos del sector en Colombia para los próximos años, de manera general, se plantean las siguientes propuestas:

Reactivación de la exploración

- Reactivar la firma de nuevos contratos de Exploración y Producción.
- Mantener la ronda permanente de asignación de áreas que se encuentran en cabeza de la ANH – Liga Nacional.
- Optimizar trámites de licenciamiento ambiental para proyectos exploratorios.

Desarrollo de reservas y producción

- Fortalecer la exploración en proyectos de *onshore* y de *offshore*.
- Priorizar el desarrollo de nuevos hallazgos como el proyecto Sirius-2.
- Impulsar los proyectos costa afuera que se encuentran pendientes de desarrollo (KGG) y en fase exploratoria (Komodo).
- Optimización de consultas previas con acompañamiento institucional en las operaciones.
- Mejorar los tiempos en las aprobaciones de las licencias tanto en proyectos *onshore* como *offshore*, con obligaciones que garanticen el cuidado del medio ambiente, la biodiversidad y los ecosistemas, y a la vez viabilicen los proyectos.
- Continuar y fortalecer el trabajo mancomunado y coordinado entre instituciones de Gobierno, industria y comunidades para superar las contingencias en recursos descubiertos y llevarlos a reservas y producción.

Inversión y estímulo a la producción

- Incluir más oportunidades en el proceso permanente de asignación de campos y considerar la alternativa de venta.

Aseguramiento del orden público y prevención de la conflictividad social para mejorar la competitividad

- Convenio con la Fiscalía General de la Nación para acelerar procesos.
- Establecer acompañamiento de la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) en competitividad de los servicios en las regiones.
- Anticipación a los conflictos con monitoreo de alarmas tempranas y comunicación directa con involucrados.
- Revisar y sincerar en la estructura de costos la inversión social que se efectúa con las sobredotaciones de personal y costos por fuera del mercado para efectos de que no impacten el *lifting cost* y, como consecuencia, los volúmenes de petróleo y gas económicamente explotables (reservas).

Gestión social y territorial

- Fortalecer el diálogo con comunidades en zonas productoras.
- Implementar planes de desarrollo territorial e inversiones, que sean participativos y busquen tanto la reducción de necesidades básicas insatisfechas como el desarrollo de economías diversas e independientes de la actividad de los hidrocarburos.

- Aprovechar los mecanismos de desarrollo local y regional: proyectos por regalías y obras por impuestos.
- Implementar pedagogía en los territorios con el fin de contar con comunidades informadas y contribuir a la disminución de la conflictividad social.
- Coordinar acciones interinstitucionales para asegurar la presencia permanente y efectiva del Estado en áreas de influencia.
- Promover la empleabilidad local con transparencia en contratación laboral.
- Fortalecer los trámites de licenciamiento ambiental, interacción con comunidades y consultas previas a fin de que sean eficientes y ágiles.

Recapitulando, además de continuar con los desarrollos de los campos actuales a través de procesos de recobro mejorado, optimizaciones de producción y proyectos de producción incremental, es fundamental fortalecer la exploración. Esto implica **incrementar los estudios de sísmica, perforar pozos exploratorios y revisar la política de asignación de nuevos contratos.**

Es clave aumentar las reservas disponibles y mantener una producción de crudo que cumpla con el Marco Fiscal de Mediano Plazo, sostenga las exportaciones y mantenga la carga a refinerías. De no hacerlo, el país perdería su autosuficiencia en crudo en menos de siete años.

Colombia es un país con petróleo, pero esto no significa que sea un país petrolero. Esta distinción es clave, implica que el país no ejerce influencia sobre los precios internacionales del crudo y está sujeto a las dinámicas del mercado global, así como a las decisiones de los países que poseen las mayores reservas de hidrocarburos y de sus respectivos gobiernos. (Rodríguez Esparza, 2023).

En este contexto, producir hidrocarburos es una decisión estratégica de soberanía energética: brinda independencia, estabilidad de precios y garantiza que cada hogar colombiano tenga energía cuando la necesite. Importar energía es más costoso, pone en riesgo la estabilidad económica al afectar las finanzas del Estado y deja al país en condición vulnerable y de dependencia.

Mientras el mundo siga demandando hidrocarburos, Colombia debe decidir entre importarlos o producirlos. Mantener la producción nacional es fundamental para asegurar la **soberanía**, la **seguridad** y la **autosuficiencia, así como para proteger la economía y salvaguardar la calidad de vida de los colombianos.**



POSITION PAPER 2

ENTORNO Y COMPETITIVIDAD DE LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Resumen

- La inversión en exploración de hidrocarburos en Colombia ha alcanzado su nivel más bajo en cuatro años, concentrada en los proyectos costa afuera y la exploración *near-field*.

- Al país le quedan alrededor de 40 pozos exploratorios comprometidos hasta 2030, lo que limita la actividad exploratoria futura y afecta el autoabastecimiento energético de los colombianos.

- Un ambiente no competitivo ni atractivo para los inversionistas genera mayor dependencia de las importaciones energéticas. Esto ampliaría el déficit fiscal y generaría presión sobre los costos de los energéticos para los colombianos.

- La conflictividad social, los bloqueos y la incertidumbre regulatoria han limitado la ejecución de inversiones, y generan un entorno operativo restrictivo para los proyectos del sector.

- En un contexto de incremento de demanda, la transición energética requiere avanzar hacia la adición energética, entendida como la complementariedad entre fuentes y la reducción de emis*ion*es.

- En el sector de combustibles líquidos, el saneamiento del mecanismo del FEPC en 2025 y el posible aumento de los biocombustibles representan medidas relevantes para el crecimiento del sector. Sin embargo, en 2026 el FEPC podría ser deficitario nuevamente por la nueva dinámica de precios del crudo.

- Sin decisiones oportunas de política pública y estímulos para reactivar la actividad petrolera, Colombia podría perder su autosuficiencia energética hacia finales de la década, comprometiendo su sostenibilidad fiscal y competitividad.

Exploración y Producción (*Upstream*)

Entorno regional

Se prevé que a 2050 la demanda energética continúe en aumento. Las grandes economías mantendrán sus niveles de consumo, lo que conllevará al crecimiento del comercio energético y a cambios estructurales en las dinámicas de mercado, abriendo una ventana de oportunidad para países con recursos y potencial, como Colombia.

En este contexto, los escenarios más probables también esperan el crecimiento de la demanda local de petróleo y gas.

A nivel regional, Latinoamérica ha recibido mayor atención en materia de hidrocarburos, con descubrimientos costa afuera, desarrollo de yacimientos no convencionales y optimización de activos en tierra. Estos elementos indican una participación creciente de la región en la producción actual y proyectada. En este marco, los gobiernos deben garantizar condiciones que faciliten el desarrollo de los recursos disponibles.

Es importante destacar lo que está sucediendo en Venezuela, país que, tras la intervención de Estados Unidos ha iniciado un proceso de apertura para atraer inversión extranjera, con flexibilización de sanciones, aprobación de licencias y modificaciones a la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Estas medidas habilitan nuevamente la participación de empresas privadas, el arbitraje internacional y esquemas contractuales más flexibles. La evolución de estas reformas podría influir en la dinámica regional y en la competencia por capital.

Venezuela es el país con las mayores reservas de petróleo del mundo, su apertura y el restablecimiento de su economía lo ubican en el foco de los inversionistas. Si bien esta transformación tomará tiempo aún deben consolidarse las condiciones y marcos normativos que aplicarán, esta movida potenciará el interés energético de la región y aumentará la competencia por el capital.

En el marco de la ventaja competitiva con la que cuenta Latinoamérica, varios países de la región han capitalizado la oportunidad y la ola de inversiones para firmar nuevos contratos de exploración y producción.

Entre 2023 y marzo de 2025, Brasil firmó 185 contratos, Perú 13, Trinidad y Tobago 12 e incluso países no petroleros, como Uruguay, han asignado áreas exploratorias costa afuera para fortalecer su matriz y suministro energético. Venezuela puede adherirse a esta tendencia. Colombia, en contraste, no ha firmado nuevos contratos.

El sector hidrocarburos planea y ejecuta a largo plazo, en consecuencia, requiere señales de estabilidad, flexibilidad contractual, seguridad jurídica y fiscal, así como un entorno que permita garantizar la competitividad operativa.

Se requiere: disponibilidad de información de superficie y subsuelo; espacios de construcción con la industria; desarrollo de mercados de bienes y servicios; desde el ámbito fiscal y legal contractual, reglas acordes al riesgo país; y un acompañamiento permanente en campo para asegurar las operaciones.

Cargas fiscales

Ajustes en cargas tributarias que reducen la inversión en el país y la competitividad frente a otros de la región.

Conflictividad social

Incrementos en la conflictividad, deterioro del orden público y bloqueos a operaciones.

Trámites ambientales

Retrasos en licenciamientos ambientales y consulta previa que frenan proyectos estratégicos.

Consideraciones comerciales

Incertidumbre en condiciones normativas que desincentivan la llegada de nuevos inversionistas.

Como resultado, la **inversión en exploración y producción disminuyó un 11% entre 2022 y 2024**, mientras que a nivel global aumentó alrededor de **20%**. Sin ajustes estructurales, para 2026 y en adelante se espera una caída más pronunciada.

En los últimos años, proyectos de diversas escalas, tanto en tierra como costa afuera, han presentado retrasos, lo cual ha incidido en la reposición de reservas, especialmente de gas *(ver Sección 1 — Panorama actual)*. Esto es relevante dado que un proyecto en tierra puede tardar aproximadamente seis años en llegar a producción comercial.

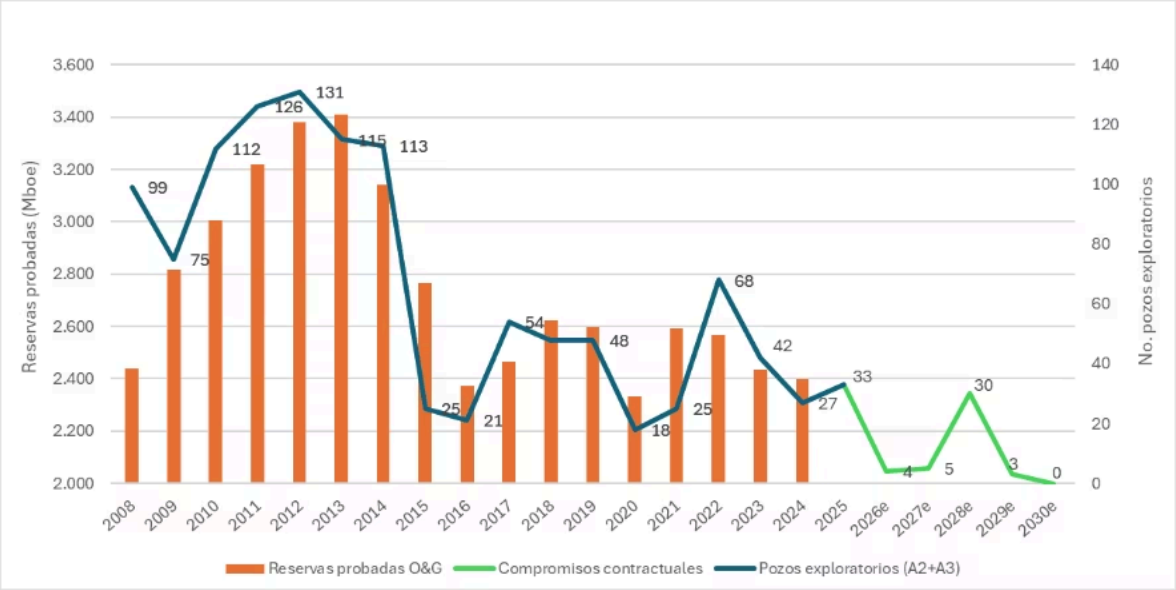
El país requiere medidas orientadas a promover la exploración y el desarrollo de nuevas fuentes de petróleo y gas, que permitan mantener o incluso aumentar los flujos económicos que hoy genera el sector y asegurar el abastecimiento energético.

Exploración y producción en Colombia

Según la ANH, Colombia cuenta con 355 contratos y convenios firmados, de los cuales 268 se encuentran vigentes y 207 en ejecución. De estos últimos, 80 están en etapa de Exploración y Exploración/evaluación/producción. Esto sugiere que la exploración obligatoria —principal motor de actividad e inversión— podría finalizar hacia finales de la década si no se implementan medidas para aumentar la actividad o atraer nuevos participantes.

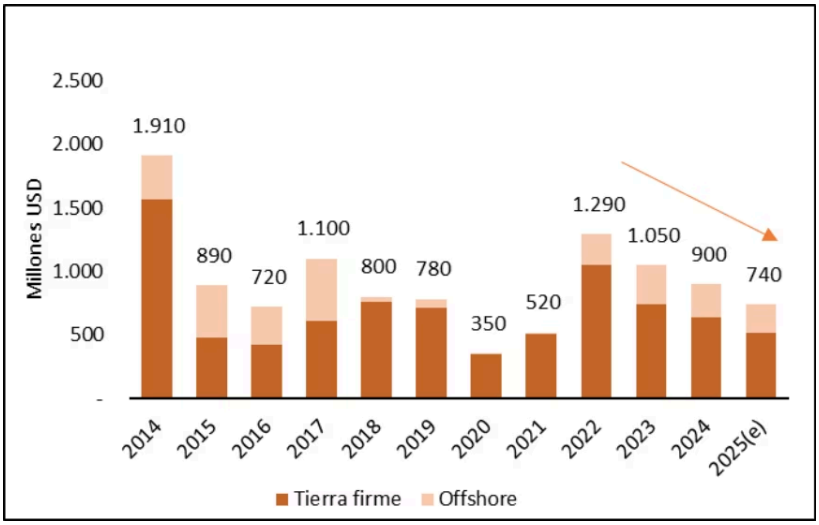
Se estima que quedan alrededor de 40 pozos exploratorios comprometidos hasta 2030, lo que limita la perforación programada en el mediano plazo y afecta de manera directa el autoabastecimiento energético.

Histórico de pozos exploratorios (A2 y A3) y reservas probadas en Colombia



Fuente: ANH; cálculos ACP

Inversión exploratoria histórica en Colombia



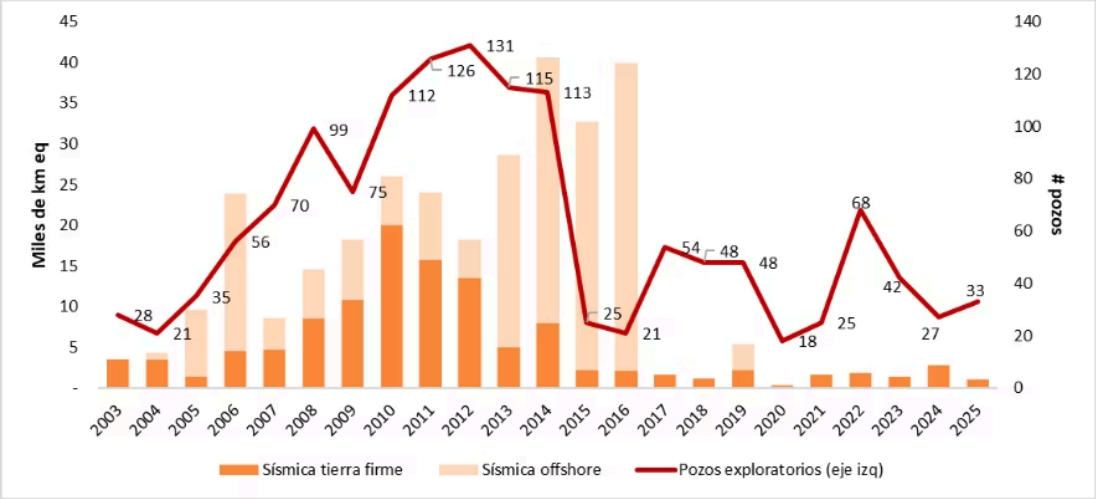
En los últimos cuatro años la inversión exploratoria se redujo sustancialmente pasando de **USD 1.290 millones en 2022 a USD 740 millones** estimados para 2025, (-42 %). Esto aun cuando la inversión costa afuera en el Caribe ha sido significativa, alcanzando **USD 310 millones en 2023**.

Fuente: ACP

La actividad sísmica continúa rezagada, manteniendo niveles muy bajos (aprox. **1.600 km-equivalentes**), pese a ser una etapa clave para identificar prospectos.

La menor ejecución se ha asociado a aspectos relacionados con cargas tributarias, seguridad jurídica, requisitos ambientales, sociales y orden público. Por ejemplo, fue el caso del pozo Komodo que, a días de iniciar su perforación en el *offshore* colombiano, debió aplazarse por dificultades en el proceso de licenciamiento ambiental, afectando la ventana operacional prevista en el mar Caribe. Su ejecución se evalúa para 2027.

Pozos exploratorios vs. sísmica en Colombia



Fuente: ACP

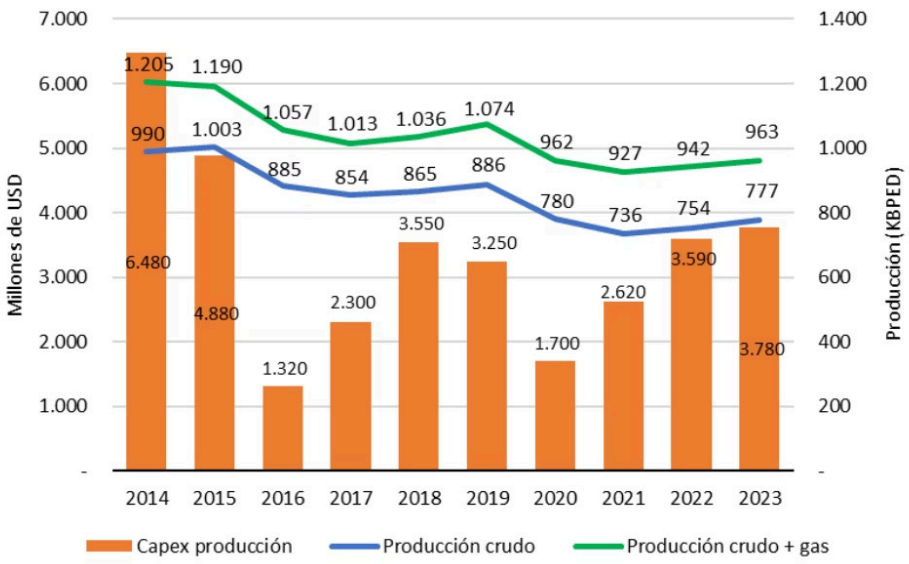
La reducción en inversión exploratoria tiene efectos sobre la reposición de reservas, lo que a su vez influye en la autosuficiencia energética y, en consecuencia, el bienestar de los colombianos.

Aunque el *offshore* se ha proyectado como la principal alternativa para recuperar la soberanía energética nacional, se han presentado dificultades relacionadas con la perforación en aguas ultraprofundas y temas ambientales y sociales. Estos factores generan incertidumbre sobre el ritmo de avance de los proyectos en la costa Caribe.

En producción, los esfuerzos de las empresas han permitido mitigar la declinación natural de los campos (en 2024 fue del **22% en promedio**), sin embargo, no se han recuperado los volúmenes previos a la pandemia ni a los máximos históricos.

Incrementar la producción requiere mayor inversión en desarrollo, pero el aumento de la carga fiscal de la actividad, los retrasos en los trámites ambientales y consulta previa, así como las afectaciones a la seguridad de la infraestructura y las operaciones, han reducido los presupuestos de las empresas. De hecho, la producción viene cayendo y cada vez se aleja más de la meta de los 736 mil barriles de petróleo por día (kbpd).

Inversión y Producción de petróleo y gas en Colombia



Se requieren condiciones que devuelvan la competitividad de Colombia para revertir la tendencia decreciente y atraer mayor inversión.

Fuente: ACP

Entorno y condiciones ambientales y sociales

Las condiciones del entorno constituyen un factor determinante para la viabilidad y sostenibilidad de las operaciones de petróleo y gas.

La desarticulación entre las entidades del orden nacional y territorial genera reprocesos, retrasos y sobrecostos en el desarrollo de la cadena de la industria del petróleo y gas. Esta situación se complejiza por la incertidumbre derivada de las nuevas normatividades en el ordenamiento territorial y ambiental, particularmente en los territorios indígenas y campesinos, sus alcances jurídicos y el impacto sobre los proyectos del sector.

La **conflictividad social** también representa una limitación significativa para la operatividad de la industria. Las vías de hecho no solo afectan la exploración y producción, sino también el empleo, el pago de regalías, las inversiones obligatorias, voluntarias y apalancadas, así como otros beneficios fiscales para las entidades territoriales.

En 2025 se reportaron 1.363 bloqueos a las operaciones frente a 1.122 en 2022. A partir de datos de las empresas privadas y Ecopetrol, para 2025, el número de bloqueos al día incrementó, pasando de entre 4 y 5 al día en 2024, a entre 5 y 6 en 2025 (SIMbloqueos, ACP, 2026).

Como consecuencia de los bloqueos, en 2024 se registró una producción diferida de 4,1 millones de barriles, 33 % más que en 2023, lo que representa aproximadamente $28,5 MUSD. Temas de empleo y bienes y servicios son la principal causa de conflictividad social en los territorios.

A lo anterior se suma la **ausencia de condiciones adecuadas de orden público** en algunos territorios. Las afectaciones a infraestructura crítica, como oleoductos, poliductos y gasoductos, no solo incrementan los costos operativos, y la reducción en la evacuación de los energéticos (con una consecuente disminución en el pago de regalías), sino que también generan mayores riesgos de afectaciones medioambientales, agravando la vulnerabilidad del sistema energético y ecosistémico del país.

En 2025 se registraron **31 voladuras de oleoductos**, 29 de ellas en Arauca, además de **1.078 conexiones ilícitas**. Es decir, 1,2 abolladuras al día solo en Caño Limón y 0,7 en Pozos Colorados - Galán. Los atentados han significado más de **10 meses de operación interrumpida** en los oleoductos Caño Limón-Coveñas y el Oleoducto Trasandino.

La presencia de actores armados ilegales en distintas regiones donde opera la industria, como Putumayo, Arauca, Meta, Huila, Tolima y Córdoba, entre otros departamentos, ha derivado el aumento de extorsiones a contratistas, panfletos amenazantes a las operaciones y acciones que tienden a establecer control territorial de estos grupos en las regiones.

Las afectaciones sociales por condiciones de entorno e interrupciones a las operaciones se calcularon en 2024 en aproximadamente 3.000 empleos menos en las regiones, $2 billones menos en compra de bienes y servicios a proveedores regionales, $35 mil millones menos en programas de desarrollo social (voluntarios y contractuales) y 500 km menos intervenidos en vías terciarias y secundarias como parte de las inversiones sociales.

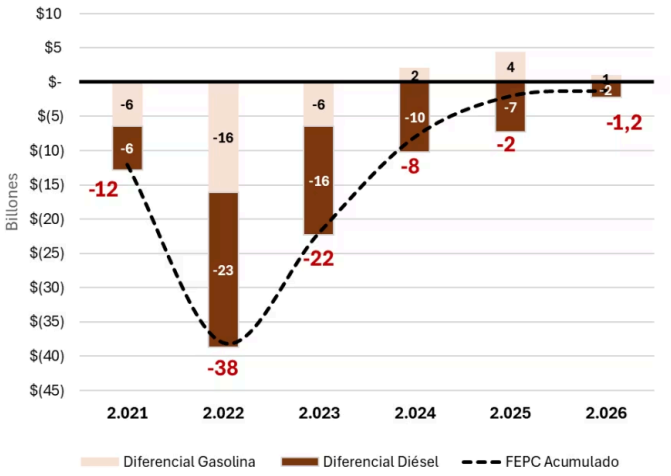
Combustibles líquidos (*Downstream*)

El segmento de combustibles líquidos ha venido enfrentando diferentes retos para lograr mantener el abastecimiento seguro y confiable:

Precios y Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC)

Coyunturas tanto nacionales como internacionales venía conllevando a decisiones sobre los precios de los combustibles que mantuvieron un incremento gradual en el FEPC durante los últimos cinco años. Sin embargo, desde 2023, la eliminación gradual del subsidio a la gasolina y la decisión de mantener su precio por encima del precio internacional transformaron a este combustible en el principal vehículo de compensación del FEPC. Mientras en enero de 2025 la brecha nacional/internacional era de $1.600/galón, para enero de 2026 esta aumentó a $4.600/galón, no por incrementos del precio interno, sino por la caída del precio internacional y de la TRM. Esta diferencia fue clave para acelerar la recuperación del Fondo en 2025.

Costo fiscal del FEPC en los últimos cinco años y estimado a marzo 2026



Fuente: ASGA, SICOM y cálculos ACP

En el caso del diésel la situación fue opuesta; el país continuó con el "subsidio", aunque con una brecha cada vez más reducida. La diferencia entre el precio nacional y el internacional pasó de **$4.700/galón en enero 2025 a $1.600/galón en enero 2026,** gracias a ajustes graduales del precio interno y a la caída de los precios externos.

En términos netos, en enero de 2025 se subsidiaban $3.050/galón, mientras que en enero de 2026 la relación se invierte, y el sistema compensa +$3.000/galón al FEPC. Esto permitió acelerar la corrección del déficit histórico del Fondo. En 2025, el costo fiscal del FEPC se situó en torno a $3 billones, lo que implica una reducción del 63% respecto a 2024.

Como consecuencia de la coyuntura internacional, iniciada a mediados de febrero de 2026 por el conflicto entre Estados Unidos e Irán, se han registrado incrementos en los precios internacionales del petróleo, WTI y Brent, incluso por encima de los 100 dólares por barril. Así, los derivados del petróleo como la gasolina y diésel han aumentado en promedio un 41 % y 61 % respectivamente, con corte a marzo 2026.

Este efecto, ha generado cambios en la dinámica del FEPC. En el caso de la gasolina, desde mediados de marzo se pasó de la compensación al subsidio. En promedio, la compensación en enero fue de $3.140 por galón, $2.922 en febrero y en marzo el subsidio fue de -$680 por galón.

En el diésel, el subsidio (precio nacional por encima del internacional) aumentó de manera considerable por la subida de los precios internacionales y la decisión de mantener estable el precio internacional, generando una brecha cada vez mayor que debe ser cubierta con recursos del Estado. En enero 2026 fue en promedio de -$1.982 por galón, -$2.691 en febrero, hasta el aumento por la coyuntura internacional de -$8.137 en marzo. En conclusión, se pasó de compensar al FEPC desde enero $1.158 pesos por galón, a subsidiar hoy -$8.817 pesos por galón.

Con los niveles actuales de precios y TRM, el FEPC registra nuevamente un resultado negativo a partir de marzo 2026 (de pasar a compensar $0,28 billones en enero y 0,05 billones en febrero, el Estado ha pasado a subsidiar $1,53 billones en marzo). Así entonces, el déficit acumulado estimado del FEPC a marzo de 2026 es aproximadamente de $1,2 billones. El acumulado del año podría variar a final de año dependiendo del comportamiento de precios internacionales y los volúmenes reales de venta.

Operación de la cadena de distribución de combustibles

La distribución de combustibles líquidos es una cadena que involucra diferentes eslabones, desde el recibo de crudo para la refinación de derivados, su transporte por poliductos o cisternas vía terrestre, hasta su almacenamiento y mezcla con biocombustibles y su distribución a las estaciones de servicio. Si alguno de estos eslabones falla, se generan rezagos en los demás.

La coordinación interinstitucional permitió superar contingencias en los diferentes eslabones de la cadena y asegurar la atención de la demanda mediante importaciones, logística de internación, cambios en la dieta de las refinerías, ajustes logísticos, manejo de inventarios y modificación en mezclas de biocombustibles.

Condiciones de entorno

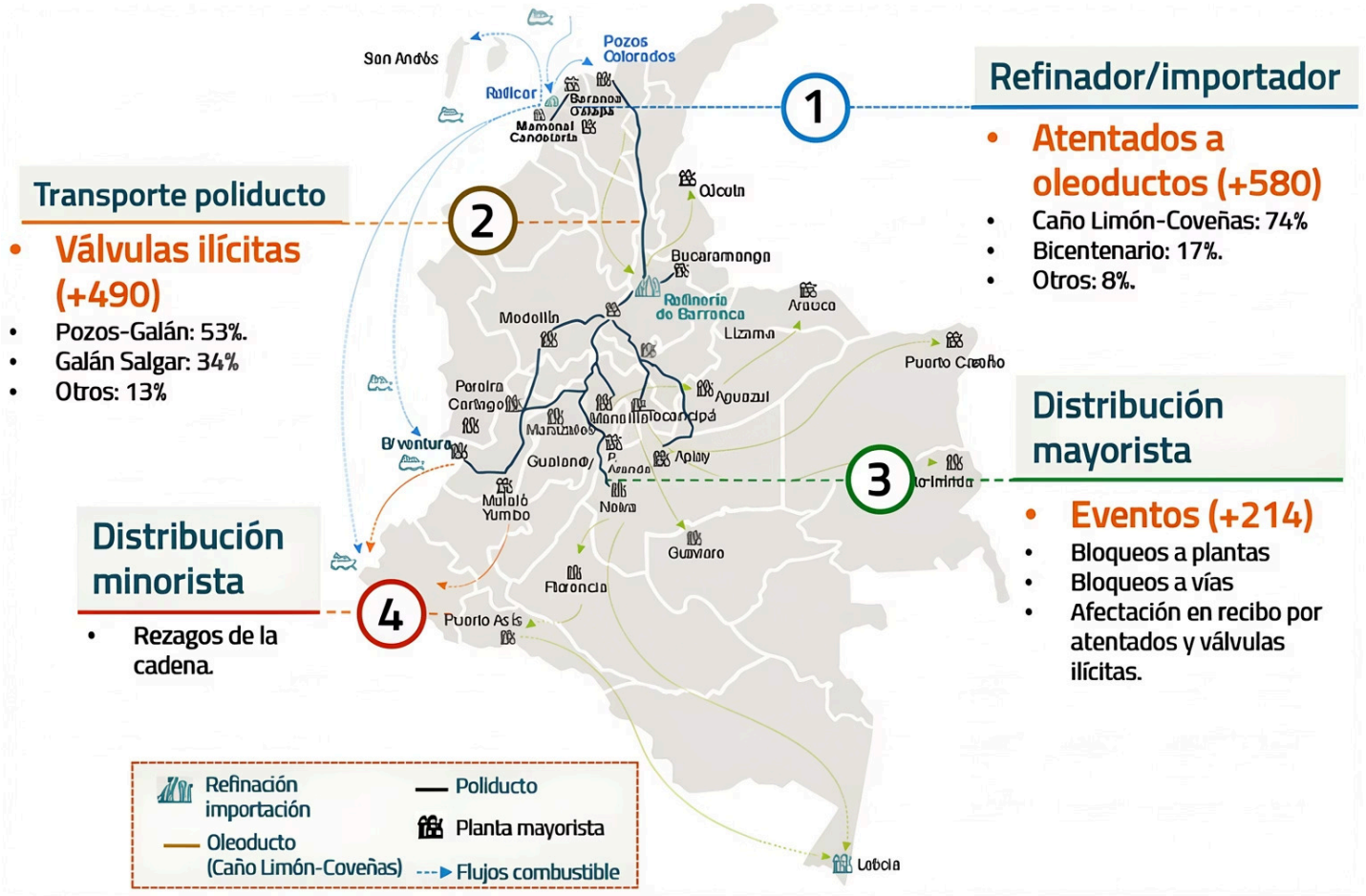
Bloqueos a la operación, especialmente en las plantas de Neiva y Mamonal en Cartagena, ponen en riesgo el abastecimiento de combustibles. Trabajadores de algunas Estaciones de Servicio (EDS), por ejemplo, en Atlántico, Norte de Santander, Cauca y Valle del Cauca han sido víctimas de amenazas y extorsiones.

En 2025 se presentaron **más de 580 atentados a oleoductos**, principalmente en Caño Limón-Coveñas (74 %), Bicentenario (17 %) y otros (8 %). El transporte de combustibles por poliducto fue el segundo eslabón más impactado: **más de 490 válvulas ilícitas**.

Se evidencia una fuerte concentración en dos corredores críticos de Pozos Colorados – Galán (53%), Galán – Salgar (34%) y otros tramos (13%). Se estima que estos eventos representaron costos operativos y por pérdidas de aproximadamente $75 mil millones.

Por otro lado, según cifras reportadas por Colfecar, se registraron **837 bloqueos a nivel** nacional, que generaron afectaciones económicas estimadas en $2,4 billones. Estos eventos incluyeron cierres de vías estratégicas, interrupciones prolongadas en corredores de alto flujo y restricciones operativas que impactaron directamente la movilidad de carga y la disponibilidad oportuna de combustibles en diversos territorios.

En el eslabón mayorista, se identificaron **214 eventos operativos que comprometieron la continuidad del abastecimiento**. Estos incidentes —incluyen bloqueos a plantas de almacenamiento, restricciones de acceso por cierres o paradas técnicas en poliductos por efecto de válvulas ilícitas— pusieron en riesgo aproximadamente 33 millones de galones de combustibles durante el año.



Fuente: Caracterización de los eventos que afectaron el abastecimiento en 2025. Ecopetrol, Cenit y ACP (2025).

Se evidencia un riesgo sistémico transversal en la cadena de abastecimiento, donde: i) la refinación se ve afectada por atentados en infraestructura crítica, ii) el transporte por poliductos enfrenta presión creciente por actividades ilícitas que comprometen la integridad y disponibilidad del sistema, iii) la distribución mayorista absorbe impactos por bloqueos y por interrupciones en el transporte de producto y, iv) la distribución minorista sufre rezagos derivados del comportamiento acumulado de los eslabones anteriores.

Estas dinámicas refuerzan la importancia de políticas de seguridad energética, inversión en integridad de infraestructura, fortalecimiento de mecanismos de control y vigilancia, y la necesidad de consolidar un Centro Nacional de Operación que permita anticipar y gestionar estos riesgos, incluyendo la posibilidad de mitigarlos mediante almacenamientos estratégicos.

Abastecimiento y confiabilidad en el corto y mediano plazo

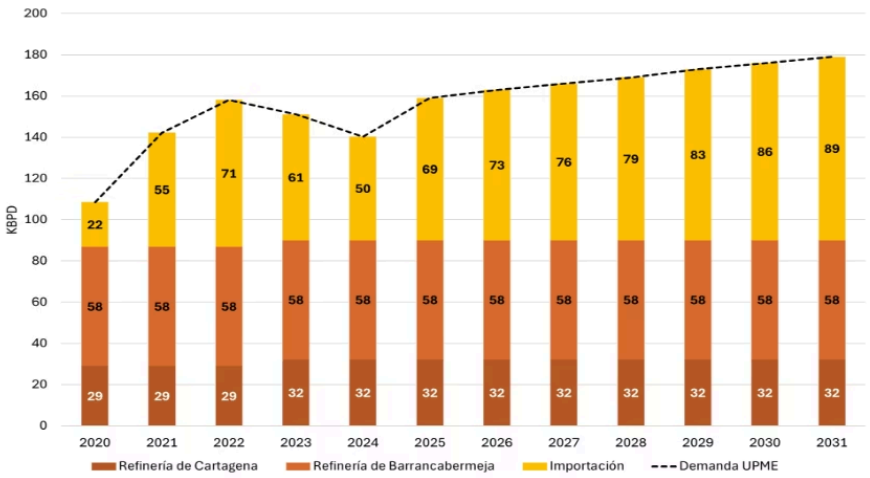
El Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles (PIACL) expedido por la UPME en diciembre de 2025 plantea un mensaje claro: *"El análisis de abastecimiento presenta la necesidad de incrementar capacidad de internación de producto proveniente de fuentes nacionales y alternas desde la costa norte al interior del país"*.

El problema es no solo sobre la importación de combustibles —que será una necesidad creciente en el mediano y largo plazo— sino también sobre cómo internar de manera eficiente este combustible a los mercados del interior y sur del país.

Considerando la capacidad actual de producción de las refinerías, se espera el aumento gradual de las importaciones estructurales de gasolina, diésel y *jet*. Esto sin tener en cuenta las importaciones coyunturales requeridas para asegurar el abastecimiento ante cambios en las condiciones operativas de las refinerías, la ocurrencia eventos de fuerza mayor o mantenimientos.

Como soporte a la confiabilidad, la UPME plantea los almacenamientos estratégicos para contar con combustible de respaldo ante cualquier contingencia. El Gobierno nacional ya definió ubicación y capacidades requeridas, sin embargo, hace falta la remuneración eficiente y la definición clara de la operatividad y administración de estos almacenamientos.

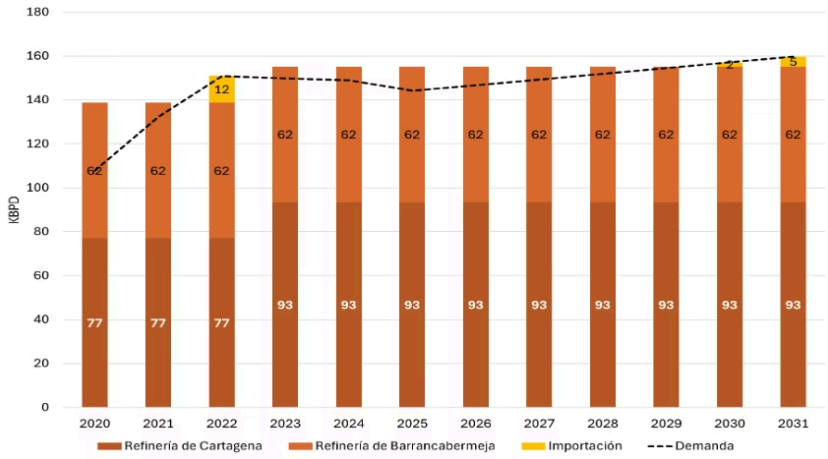
Gasolina Motor Corriente



Durante 2025 se importó el **43%** del consumo de gasolina corriente básica (sin etanol). Para 2031, se proyectan importaciones estructurales hasta del **50%** de la demanda.

Fuente: PIACL (UPME, 2025)

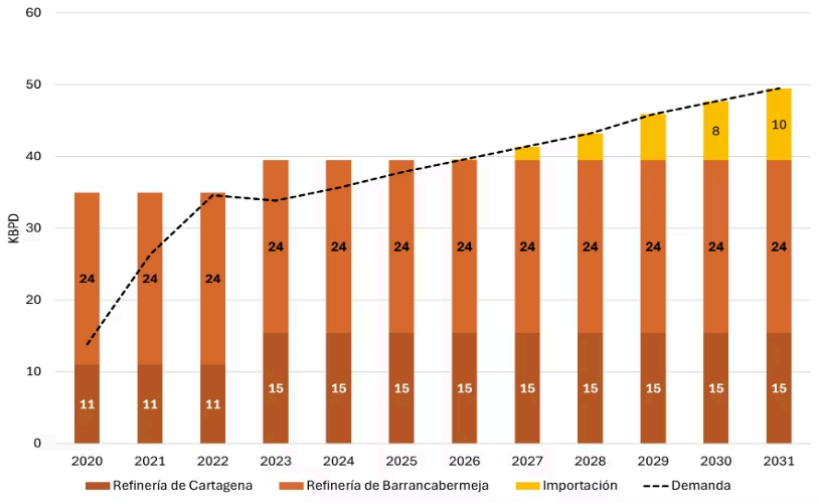
Diésel



En 2025, las importaciones fueron para industrias de carbón principalmente. La UPME proyecta que no se requieren importaciones hasta **2029** y que representen hasta el **3%** del consumo en 2031.

Fuente: PIACL (UPME, 2025)

Jet Fuel



Con una capacidad de refinación que aumentó de 37 a **39 kbd**, se estiman importaciones estructurales a partir de **2027**, que podrían aumentar hasta un **20%** en 2031.

Fuente: PIACL (UPME, 2025)

Propuestas

Exploración y producción

- **Aumento de la exploración y con ello la incorporación de reservas necesaria para garantizar la seguridad energética y sostenibilidad fiscal del país:**

- [ ] Reducción y estabilización de la carga impositiva de la industria, de manera que se aumente la competitividad del país, se permita mayor seguridad jurídica para los inversionistas y garantizar la inversión en exploración y producción.
- [ ] Retomar la asignación de áreas y firma de nuevos contratos, que incluyan condiciones de estabilidad jurídica y fiscal que permitan garantizar la certeza y confianza de los inversionistas.
- [ ] Incentivos a la exploración voluntaria en contratos actuales.
- [ ] Reducción de los tiempos de inicio de nuevos proyectos, agilizando los trámites sociales y ambientales.
- [ ] Viabilización de los YNC.

- **Incremento de la producción de hidrocarburos:**

- [ ] Coordinación estatal para mitigar la conflictividad social en los territorios y asegurar condiciones de orden público en las regiones.
- [ ] Incentivos a proyectos de recobro mejorado y producción incremental.
- [ ] Reducción de costos de operación.
- [ ] Expedición de la nueva metodología tarifaria de transporte por oleoductos y ajustes regulatorios a la metodología de costos de transporte terrestre de manera que reflejen la realidad de la actividad y la haga competitiva.

- **Ajustes normativos menores para el desarrollo de los proyectos de mantos de carbón (CBM).**

Gas natural

- Garantía de suministro para toda la demanda, mediante incentivos a la exploración y desarrollo de gas natural local, al tiempo que se viabilizan condiciones de importación para mitigar riesgos de desabastecimiento y destrucción de demanda.
- Desarrollo de proyectos costa afuera como pilar de abastecimiento de largo plazo, con la definición de proyectos PINES (u otro esquema) que asegure coordinación interinstitucional y levantamiento oportuno de contingencias en licenciamiento ambiental y social, así como la conexión a la infraestructura de transporte.
- Desarrollo de proyectos en áreas prospectivas como Sinú-San Jacinto, Valle inferior del Magdalena, Piedemonte Llanero y La Guajira.
- Complementación oportuna de la infraestructura de transporte de gas con la ejecución de las obras identificadas en el PAGN, mediante esquemas eficientes de expansión.
- Ajustes regulatorios para optimizar la cadena de valor, incluyendo el mercado mayorista del suministro y la metodología de remuneración del transporte por gasoductos que refleje eficiencia en las tarifas.
- Coordinación entre agentes del mercado en mesas de trabajo para el seguimiento y coordinación de obras de forma articulada, incluso con otros mercados energéticos.

Combustibles líquidos

- Definición de criterios precisos sobre los agentes habilitados para importar combustibles, garantizando operaciones técnicas y económicas viables dentro del marco del FEPC.
- La Ley 1450 de 2011 restringe el traslado de los sobrecostos de importación a un único agente de la cadena. Se propone habilitar la participación de otros agentes con el fin de promover un mercado más competitivo y eficiente para el *Jet* A-1.
- Creación de una instancia centralizada para la gestión, integración y análisis operativo en tiempo real de la cadena.
- Fortalecimiento de mecanismos regulatorios más ágiles y predecibles para la expedición de permisos operativos.
- La diversidad de agentes, su distribución geográfica y el nivel de competencia habilitan el avance hacia esquemas de libertad vigilada, para promover señales de precios más eficientes y alineadas con condiciones de mercado.
- Definición de esquemas de administración, remuneración y priorización gubernamental para el desarrollo de inventarios estratégicos. La expedición de las resoluciones de MinEnergía será clave para formalizar las obras y habilitar su ejecución.

- Impulso al etanol como mecanismo de aseguramiento del abastecimiento al sustituir parcialmente el combustible fósil en situaciones de escasez, mientras reduce emisiones y apoya el cumplimiento de las metas nacionales de transición energética.
- Impulso al combustible sostenible de aviación (*Sustainable Aviation Fuel* , *SAF*), que se posiciona internacionalmente como la alternativa más avanzada y efectiva para la descarbonización del sector aeronáutico.

Entorno

- Garantía de seguridad jurídica en consulta previa y ordenamiento territorial, mediante criterios unificados de priorización de los determinantes en el uso del suelo.
- Definición de competencias relacionadas con comunidades étnicas y la delimitación de sus territorios.
- Garantía de condiciones de orden público y disminución de la conflictividad social.
- Fortalecimiento de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH), liderada por la ANH, con enfoque en prevención.
- Diseño e implementación de un protocolo de prevención y atención a la conflictividad social.
- Formulación de una política pública para la protección de la infraestructura energética crítica, con mecanismos de financiación como convenios de colaboración entre la Fuerza Pública y empresas privadas, y coordinación entre los distintos niveles de gobierno. Esta política deberá contemplar acciones tanto estratégicas como tácticas.
- Trámite de un proyecto de ley que establezca límites al derecho a la protesta social, particularmente en lo relacionado con la infraestructura crítica y los bienes de utilidad pública, para dotar a la Fuerza Pública y a los entes territoriales de mayores herramientas para gestionar adecuadamente la conflictividad social.

Ambiental

- Eliminación de medidas de manejo ambiental y de seguimiento excesivas y estandarización de procesos mediante criterios unificados de evaluación, para incrementar la efectividad en los procesos de licenciamiento ambiental.
- Ajuste del manual interno de ANLA y los lineamientos administrativos referente a inversiones de no menos del 1 % y la ejecución de compensaciones, así como el Decreto 1076 de 2015, incluyendo nuevas líneas de inversión que amplíen la cobertura de ejecución.

Desarrollo sostenible

- Rediseño del Sistema General de Regalías en lo concerniente a la priorización de proyectos y los mecanismos de seguimiento, evaluación y control, para propiciar que las inversiones transformen realmente los territorios más necesitados.
- Reestructuración del mecanismo de Obras por Regalías, generando incentivos para su aplicación por parte de entidades territoriales y empresas.
- Fortalecimiento del mecanismo de Obras por Impuestos para garantizar su estabilidad regulatoria y maximizar su capacidad de incidencia en el cierre de brechas sociales, económicas y territoriales, impulsando el desarrollo sostenible. Se propone ampliar la cobertura del mecanismo a otros municipios.



POSITION PAPER 3

GAS NATURAL Y ADICIÓN ENERGÉTICA - *OFFSHORE*

Resumen

- Colombia atraviesa una coyuntura determinante en su política energética tras perder la autosuficiencia en gas natural en diciembre de 2024. La declinación natural de los principales yacimientos ha obligado al país a importar gas natural licuado (GNL) para atender la demanda no termoeléctrica, generando presiones tarifarias y una mayor exposición a la volatilidad de precios del mercado internacional.

- Los proyectos estratégicos que podrían revertir esta situación enfrentan desafíos significativos. El proyecto costa afuera Sirius, con capacidad para cubrir hasta el 40% de la demanda nacional, requiere superar 120 consultas previas y trámites ambientales complejos. A esto se suma una infraestructura de transporte y regasificación insuficiente, cuya ampliación demanda nuevas inversiones. El desarrollo de estos proyectos requiere una institucionalidad robusta y articulada.

- La pobreza energética continúa afectando a una parte de la población colombiana, especialmente en zonas rurales. El acceso limitado al gas natural perpetúa el uso de leña y carbón para cocinar, con impactos en la salud pública y el medio ambiente. El gas natural reduce emisiones en el sector industrial, donde aún predomina el uso de carbón.

- Para contribuir a la seguridad energética, la competitividad industrial y la equidad en el acceso, se plantea acelerar la ejecución de los proyectos incluidos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), establecer una estrategia multisectorial para agilizar licencias y generar condiciones regulatorias que promuevan inversión sostenible. El próximo gobierno tiene la oportunidad de convertir el gas natural en un pilar de desarrollo nacional de mediano y largo plazo.

Contexto

Oferta

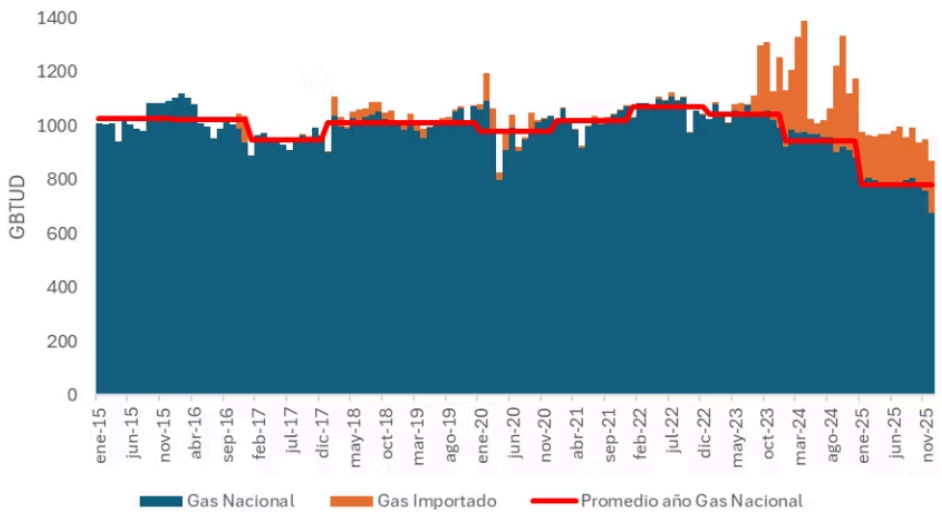
Por **más de 40 años el país fue autosuficiente en gas natural**, principalmente gracias a la oferta de dos grandes fuentes de suministro: campos costa afuera en La Guajira y campos en el Piedemonte Llanero: Cusiana, Cupiagua y Pauto.

Los campos de La Guajira presentan señales de inicio de **declinación**, los de Cusiana-Cupiagua también empiezan a declinar y la oferta de nuevos campos ha sido insuficiente para compensar la declinación.

En **2016** entró en operación la planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (**SPEC LNG)** ubicada en Cartagena exclusivamente para respaldar la generación de energía a un grupo de 3 plantas termoeléctricas denominadas el Grupo Térmico.

A partir de diciembre de 2024 parte de esta infraestructura de importación se utiliza para importar el equivalente al **8% de la demanda total nacional** para atender la demanda de hogares, comercios, industrias y vehículos. Al incluir la demanda del Grupo Térmico, durante 2025 a través de esta infraestructura se importó el 19% de la demanda total nacional.

Demanda total nacional y fuentes de gas local e importado

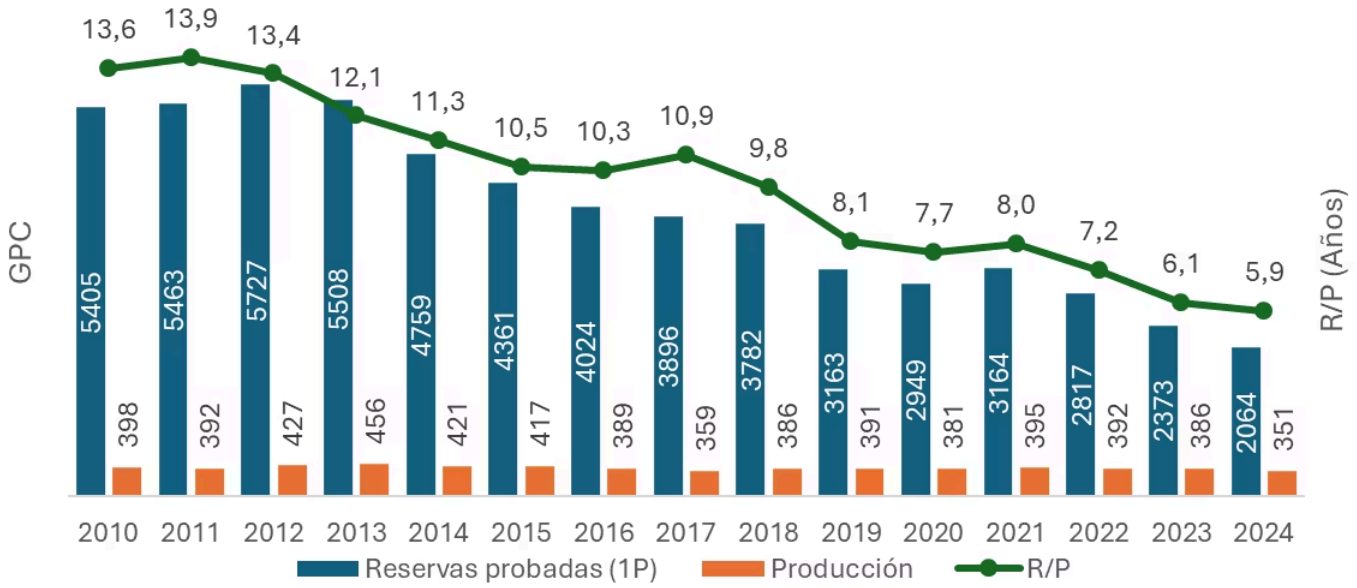


uente: elaborado con cifras publicadas por el Gestor del Mercado

El gráfico muestra el descenso de la oferta local en los dos últimos años y el mayor aporte del gas importado debido a mayor generación de energía durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024. Hasta 2023 la producción nacional era suficiente para atender el total de la demanda de alrededor de 1.000 GBTUD, con algunas excepciones para generación térmica con gas importado. En 2025 la oferta local bajó a 781 GBTUD promedio, cayó 22% frente a 2023, y la tendencia continuará si no se suma nueva oferta.

La caída en la oferta local es reflejo de una tendencia decreciente en las reservas probadas en los últimos años.

Reservas probadas de gas natural



Fuente: elaborado con cifras de la ANH

Una de las principales causas de la caída en reservas de gas es la **disminución en el número de pozos exploratorio**s. En la primera mitad de la década de 2010 se perforaban más de 110 pozos exploratorios por año, en 2024 se perforaron 27 y 33 en 2025, con corte a noviembre, de los cuales alrededor del 20% tuvieron foco en gas.

El país tiene un gran **potencial de reservas,** estimado en más de 70 TPC costa afuera y 20 TPC en área continental, principalmente en yacimientos no convencionales. El desarrollo de parte de este potencial permitiría a Colombia recuperar la autosuficiencia en gas natural y evaluar posibilidades de exportación en el futuro.

El sector tiene identificados proyectos estratégicos de producción local y de capacidad de regasificación para importar gas que garantice la atención de la demanda en el corto y mediano plazo.

Proyecto Sirius (*offshore*)

Podría aportar hasta el **40% de la demanda total nacional** a partir de 2030..

Valle Inferior del Magdalena

Esfuerzos exploratorios y de desarrollo contribuyen a diversificar la oferta local de gas natural.

Sinú-San Jacinto

Cuenca con actividad exploratoria activa que podría aportar nuevas reservas.

Llanos Orientales

Zona con potencial de desarrollo para incorporar reservas adicionales.

Las necesidades de importación de gas para atender hogares, industrias, vehículos y comercios aumentarán en los próximos años mientras se desarrollan proyectos locales.

Según informe del Gestor del Mercado de diciembre de 2025, para 2026 se identifica un **déficit de gas local para contratar en firme del 20% de la demanda total**.

El principal desafío para la ejecución de estos proyectos es el licenciamiento social y ambiental. En el caso de Sirius hay **120 consultas previas** y podrían aumentar.

Demanda

36M

Colombianos beneficiados

12 millones de hogares con servicio de gas natural, cubrimiento del 70% del total nacional.

85%

Usuarios estratos 1, 2 y 3

corresponde principalmente a usuarios de menores ingresos.

400K

Nuevos hogares/año

conectados al servicio de gas natural en los últimos 10 años, mejorando calidad de vida.

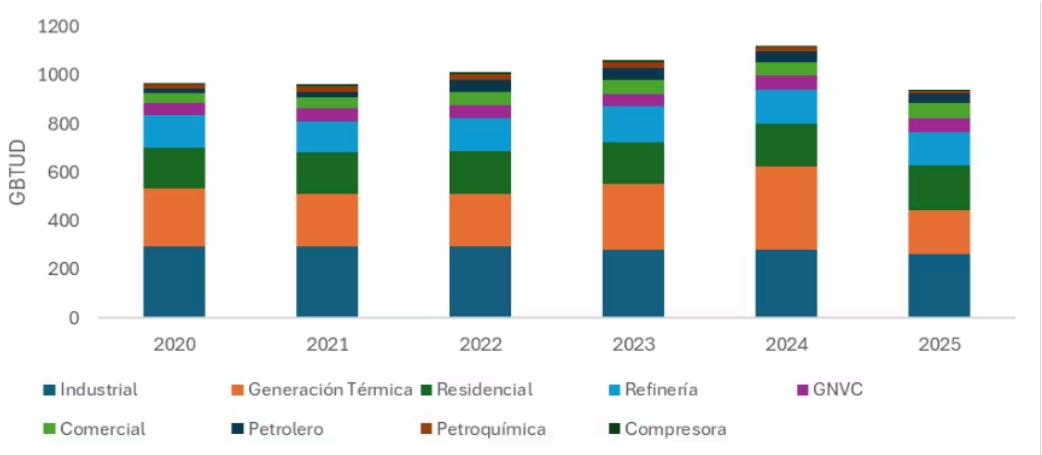
684K

Vehículos convertidos

Más 5.000 dedicados y más de 3.000 de transporte de pasajeros con gas natural.

El gas natural es el combustible más utilizado por el sector industrial en segmentos como producción de alimentos, cerámicas, textiles, aceites, vidrios, entre otros. Su consumo representa el **30% de la demanda total nacional** de gas natural, lo que lo convierte en el sector de mayor consumo de gas en el país, excepto durante fenómenos de El Niño, que aumentan la demanda de gas para generación de energía.

Demanda por sectores: periodo 2020 – 2025



Fuente: elaborado con datos publicados por el Gestor del Mercado de Gas Natural.

El gas natural respalda la generación de energía eléctrica en el país. En períodos de lluvias normales, alrededor del **10% de la energía eléctrica** consumida se genera con gas natural, y durante épocas de sequía, como el Fenómeno de El Niño 2023-2024, esta participación puede aumentar hasta el **30%**.

La contribución del gas natural en movilidad es significativa en términos cuantitativos. **Más de 684 mil vehículos convertidos** (funcionan con gas natural y otros combustibles), 5.000 dedicados (fabricados para operar 100 % con gas natural) de los cuales 1.440 son de carga pesada, y más de 3.000 de transporte de pasajeros.

El gas natural es uno de los principales insumos para la producción de fertilizantes. El consumo de fertilizantes en el país se estima en **1.8 millones de toneladas por año** y, en los últimos cinco años, se han importado 570 mil toneladas de urea por año. Para reemplazar estos volúmenes de importación de urea por producción local se requeriría una planta que consuma alrededor de **40 GBTUD** de gas natural.

Contexto

Seguridad y soberanía energética a precios competitivos

En el sector eléctrico se vislumbran retos para garantizar el abastecimiento de energía en el mediano plazo debido a inconvenientes para ejecutar proyectos. Según XM, en los últimos cinco años han entrado en operación solo el **28% de los nuevos proyectos de generación** que se tenían previstos.

En gas natural ya hay déficit de gas local para atender la demanda de hogares, industrias, vehículos y comercios. Desde diciembre de 2024 se perdió la autosuficiencia que se tuvo por más de 45 años, lo que implicó el inicio de importaciones del 4% (~40 GBTUD) de la demanda total nacional a precios del mercado internacional de GNL. A enero de 2026 esta importación se ubicó en el **20% de la demanda nacional**.

Los mayores precios del gas importado frente a los precios que se tenían en el mercado local han generado incrementos tarifarios en algunas regiones, afectando la competitividad relativa del gas en los sectores industrial y vehicular.

El precio de gas importado está alrededor de los **15 USD/MBTU**, sin incluir costos de transporte. En diciembre de 2025, el precio spot del gas natural, Henry Hub, registró un incremento del 12,4% frente a noviembre de 2025, ubicándose en un promedio de 4,4 USD/MPC. En comparación con diciembre de 2024, el aumento fue del 60,8%.

La mejor manera de asegurar tarifas competitivas y eficientes es garantizar suficiente oferta para atender la demanda actual y futura (crecimiento). Esto implica realizar oportunamente los desarrollos en oferta, por ejemplo, producción de gas e infraestructura de transporte para poner esa oferta en los mercados.

El desafío no es menor. Estos desarrollos requieren grandes inversiones que se recuperan en el largo plazo, y la ejecución de proyectos cada vez toma más tiempo debido a exigencias sociales y ambientales que incrementan los costos y, en algunos casos, pueden retrasar o impedir su ejecución, afectando la disponibilidad de oferta.

En la ejecución de los proyectos es pertinente analizar los **mecanismos de participación y concertación** para facilitar el desarrollo de infraestructura energética.

Las necesidades de importación de gas para atender hogares, industrias, vehículos y comercios aumentarán en los próximos años mientras se desarrollan proyectos locales como Sirius y otros en tierra firme. Esta circunstancia obliga a **considerar todas las fuentes de importación viables** desde el ámbito técnico, económico y jurídico, incluyendo la posibilidad de importación de gas de Venezuela.

La coyuntura exige acelerar la ejecución de proyectos estratégicos ya identificados en el sector para garantizar soberanía y seguridad energética. Lo cual demanda señales de política pública que dinamicen la ejecución de proyectos estratégicos, como podría ser su inclusión en **Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (PINES).**

Exploración y producción

El panorama de reservas probadas y de producción de gas natural se puede modificar mediante el desarrollo del potencial de recursos identificados en el país. Para ello se requieren decisiones tempranas y articuladas que alineen inversión, política pública y confianza para incrementar la exploración.

El proyecto más significativo, que podría aumentar las reservas a finales de la década, es **Sirius,** con un potencial de **6 TPC** y capacidad de producción del **40% de la demanda actual**. Para iniciar su producción en 2030 es necesario acelerar su desarrollo, incluyendo trámites ambientales que involucran **120 consultas previas**.

El **desarrollo del potencial de YNC** también podría aportar reservas en el corto plazo, con la ventaja de que esta producción se encuentra cerca del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Estos desarrollos requieren señales de seguridad jurídica y normativa de largo plazo, que aseguren su viabilidad.

Desde el sector se propone que el Estado conforme un cuerpo especializado, multisectorial y de dedicación exclusiva, articulado con el Ministerio del Interior, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), el Ministerio de Minas y Energía, las empresas operadoras y los entes territoriales, para acompañar y destrabar de forma transparente y eficiente cada fase de proyectos estratégicos para el abastecimiento.

Se plantea optimizar la consulta previa y el licenciamiento mediante reglas claras, cronogramas de cumplimiento efectivo y una institucionalidad que garantice el desarrollo sostenible de estos procesos con beneficios tangibles para las comunidades.

Infraestructura de transporte

Para transportar el gas desde las nuevas fuentes de abastecimiento, principalmente en la Costa Atlántica, incluidas fuentes de gas importado, es necesario ampliar la infraestructura de transporte existente y construir nueva.

Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN)

Gran parte de esa infraestructura está incluida en el PAGN adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. Algunos de los proyectos están en construcción, como la bidireccionalidad del gasoducto Barranquilla – Ballena.

Proyectos en trámite

Otros proyectos están en trámite ante la UPME y la CREG, como el gasoducto para conectar el Valle Inferior del Magdalena con el interior del país. Es necesario **acelerar estos procesos** para evitar retrasos en su entrada en operación.

Articulación interinstitucional

Estos proyectos también requieren licenciamiento ambiental, su ejecución oportuna depende de una adecuada articulación interinstitucional que facilite el avance de los trámites.

Infraestructura de importación

La fuente inmediata para importar gas es la planta de SPEC LNG en Cartagena, que almacena gas licuado proveniente del mercado internacional y cuenta con la infraestructura de regasificación. **400 de los 475 GBTUD** de su capacidad de regasificación están contratados por plantas térmicas para respaldar sus obligaciones de generación. Los **75 GBTUD restantes** se utilizan para atender demanda de hogares, industrias, comercios y vehículos.

Su capacidad se ampliará hasta **533 GBTUD** (58 GBTUD adicionales) lo que contribuirá a atender la demanda no térmica en los próximos años. Esta ampliación entrará en operación en **septiembre de 2027** y requerirá modificaciones en la licencia ambiental y gestión con comunidades.

Sin embargo, la ampliación no será suficiente para cubrir toda la demanda proyectada. Por ello se adelantan nuevos proyectos de regasificación para el corto plazo, como el proyecto de **60 GBTUD** comercializado por Ecopetrol, para recibo y almacenamiento de GNL en Buenaventura y regasificación en Buga, Valle del Cauca, y proyectos de almacenamiento y regasificación en barco en la Costa Atlántica.

- La obtención de permisos, licencias ambientales y contratos de suministro a largo plazo es clave para el cierre financiero de estos proyectos. Para los contratos de suministro a largo plazo se requieren desarrollos regulatorios que permitan remunerar la capacidad de regasificación por parte de los comercializadores que atienden demanda regulada (residencial, comercial e industria mediana y pequeña).

Reducción de pobreza energética

La pobreza en América Latina y el Caribe continúa siendo un desafío estructural. **181 millones de personas** aún viven en situación de pobreza monetaria y más de **38 millones** enfrentan pobreza multidimensional aguda.

El Índice Multidimensional de Pobreza Energética (IMPE) desarrollado en Colombia demuestra que existen privaciones energéticas, especialmente en zonas rurales y apartadas. Entre las más comunes se encuentran el uso de leña, carbón y desechos para cocinar, lo cual genera impactos negativos en la salud pública y en el medio ambiente.

El IMPE demuestra que el acceso al gas natural tiene un efecto transformador: solo el **5%** de las personas con acceso a este energético son consideradas pobres energéticos, frente al **41,5%** de quienes no lo tienen. Este hallazgo posiciona al gas natural como una solución efectiva y urgente para reducir la pobreza energética en Colombia.

Se propone priorizar la expansión del gas natural como política pública, especialmente en las regiones más vulnerables, a través de programas de sustitución de leña y carbón para cocción de alimentos en al menos **500 mil hogares colombianos** durante el siguiente periodo de gobierno. Esto correspondería a 125 mil hogares por año frente a un promedio de 233 mil nuevas conexiones anuales al servicio de gas natural en usuarios de estratos 1 y 2 durante los últimos cuatro años.

Reducción de emisiones en sector industrial

A 2023 la matriz energética del sector industrial del país estaba compuesta por **gas natural en 28%, carbón 24%, electricidad 21%, bagazo 19% y otros combustibles 7%** (por ejemplo, líquidos). El uso de carbón no solo genera altas emisiones de CO_2, sino también contaminantes atmosféricos como material particulado, óxidos de azufre (SO_x) y óxidos de nitrógeno (NO_x), que afectan la salud pública y la calidad del aire en zonas urbanas e industriales.

1. La pérdida de competitividad en el precio del gas ha cambiado la matriz energética del sector industrial: durante 2025 y a enero de 2026 la demanda de gas natural del sector industrial **cayó 15%**. Se prevé que continúe cayendo. Los usuarios migraron a energéticos de mayores emisiones: 50% pasó a GLP, 23% a carbón, 12% a bagazo, 10% a fuel oil y 5% a electricidad.

2. El uso de gas natural en el sector industrial reduce hasta un **40% las emisiones de CO_2** frente al carbón, y prácticamente no emite partículas ni compuestos que deterioran la calidad del aire. Además, permite una mayor eficiencia térmica en procesos industriales y es compatible con tecnologías modernas para generar energía y calor (cogeneración).

3. Se propone fijar una meta nacional enfocada a aumentar oferta de gas natural y **reducir un punto porcentual/año** la participación de carbón en el sector industrial por sustitución con gas natural hasta 2030. Para ello, pueden evaluarse incentivos fiscales y financieros para la reconversión tecnológica, expandir la infraestructura de distribución y establecer programas de asistencia técnica y certificación ambiental.

Distritos térmicos

Son sistemas centralizados que generan y distribuyen energía térmica —calor o frío— a edificaciones mediante una red de tuberías subterráneas. Estos sistemas pueden funcionar con gas natural, siendo una opción clave en el contexto nacional.

Colombia tiene un alto potencial para el desarrollo de distritos térmicos, especialmente en zonas urbanas densas y climas cálidos donde la demanda de refrigeración es elevada. El uso de gas natural como fuente de respaldo en estos sistemas permite transiciones más estables y con menores emisiones que alternativas basadas en combustibles sólidos.

- A 2030, se propone implementar al menos **cuatro distritos térmicos urbanos**, cada uno con una capacidad promedio de **3 MW de refrigeración**, priorizando el uso eficiente de gas natural como fuente de respaldo en sistemas híbridos que integren energías renovables. Estarían ubicados en zonas estratégicas como hospitales, universidades, centros comerciales y hoteles de ciudades como **Cartagena, Cali, Barranquilla, Bogotá**, y otras zonas con alta demanda térmica.

Respaldo a la generación de energía

El gas natural seguirá brindando respaldo a la generación de energía eléctrica, especialmente ante las situaciones de sequía como las asociadas al Fenómeno del Niño.

En la medida que haya más fuentes de energía solar y eólica se requerirán ampliaciones de la red complementadas parcialmente con equipos FACTS (Sistemas de Transmisión Flexible en Corriente Alterna) que alivien temporalmente las restricciones del sistema para contribuir a la estabilidad (voltaje y frecuencia) y gestionar la intermitencia propia de estas fuentes renovables. Esto se puede lograr de forma eficiente y en un entorno de mercado con el desarrollo de generadores acoplados a turbinas de gas.

Las señales de política pública y regulatoria deben generar las condiciones que permitan incorporar generación con gas natural para complementar y dar seguridad y confiabilidad a la generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Seguridad alimentaria

Ser autosuficiente en producción de urea a precios competitivos, aprovechando el potencial de gas natural del país, contribuiría a impulsar la agricultura y la seguridad alimentaria en Colombia. Para esto se requiere suministro de gas de largo plazo e incentivos para inversión de capital en plantas de producción de urea.

El gas natural es el principal insumo para industrias que producen bienes asociados al bienestar y desarrollo de las siguientes generaciones, como productos básicos de la canasta familiar y alimentos especializados para neonatos.

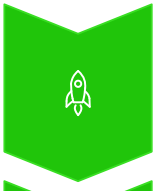
Conclusiones

- El gas natural es esencial para garantizar la seguridad y asequibilidad energética del país, y contribuye a **reducir emisiones en el sector industrial**, bajar pobreza energética, mejorar eficiencia energética (ej. distritos térmicos y sector industrial) y respaldar la generación de energía ante eventos de sequía y frente a la intermitencia de las fuentes renovables no convencionales.

- El sector de gas natural enfrenta un **desafío estructural**: caída de reservas probadas y necesidad de importar gas en el corto y mediano plazo, mientras se desarrolla el gran potencial de reservas del país, para atender la demanda de hogares, comercios, industrias y vehículos.

- Urge **acelerar la ejecución de proyectos estratégicos** en exploración y producción e infraestructura de importación y de transporte ya identificados en el sector para garantizar el abastecimiento de gas natural en el corto, mediano y largo plazo.

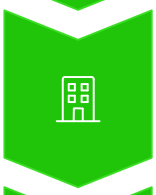
Propuestas



Establecer medidas que aceleren la ejecución de los proyectos estratégicos, como podría ser su inclusión en **Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos (PINES)**.



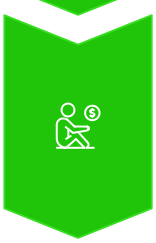
Priorizar el proyecto de desarrollo del bloque *offshore* GUA-OFF-0. Dados los volúmenes descubiertos y la complejidad del proyecto y la importancia estratégica para el país, es fundamental priorizar el proyecto de desarrollo GUA-OFF-0, conocido como **Sirius-2**.



Agilizar los trámites a cargo de entidades como **UPME, la CREG y la ANLA** para ejecutar proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN).



Establecer una estrategia multisectorial que permita la articulación del **Ministerio del Interior, ANLA, Ministerio de Minas y Energía**, las empresas operadoras y los entes territoriales, para acompañar y destrabar de forma transparente y eficiente cada fase del licenciamiento de proyectos estratégicos.



Priorizar la expansión del gas natural como política pública para **reducción de pobreza energética**, en especial en regiones con mayores limitaciones energéticas, reducción de emisiones en el sector industrial, respaldo en la generación de energía y seguridad alimentaria.



POSITION PAPER 4

DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN COLOMBIA

Resumen

- Los recursos no convencionales reciben esa denominación porque no pueden ser extraídos mediante los métodos tradicionales de producción de hidrocarburos, debido a que se encuentran en formaciones geológicas de baja permeabilidad, como lutitas (*shale*), arenas compactas o mantos de carbón, que impiden el flujo natural del petróleo o gas hacia el pozo.

- Su explotación requiere tecnologías especiales, como la fracturación hidráulica y la perforación horizontal, que implica mayores costos y consideraciones técnicas y ambientales. Se diferencian de los recursos convencionales que fluyen naturalmente y requieren menos intervención para ser producidos.

- La experiencia reciente en proyectos a gran escala en Estados Unidos (con participación de Ecopetrol) y Argentina indica que estas operaciones pueden desarrollarse con estándares ambientales elevados cuando se implementan tecnologías orientadas a minimizar impactos.

- Desde 2008, Colombia ha avanzado en la discusión del aprovechamiento de sus recursos no convencionales; a la fecha no se ha podido realizar un primer ejercicio real. En este lapso se ha desarrollado un marco regulatorio robusto que inclusive ha sido referente en otros países, como Brasil y Argentina, y que es garantía de responsabilidad.

- El desarrollo de los yacimientos no convencionales permitiría al país obtener recursos energéticos y económicos en corto tiempo, que aportarían a recuperar el autoabastecimiento energético y la sostenibilidad fiscal.

- Se requiere adoptar una Política de Estado incluyente en la que los proyectos de petróleo y gas sean impulsados de manera decidida y toda la institucionalidad esté alineada y comprometida con el bienestar de los colombianos

Conceptos básicos

¿Qué son los recursos convencionales?

En la gran mayoría de los casos, una acumulación de hidrocarburos ocurre cuando el petróleo o el gas migran desde su lugar de origen (roca madre), se alojan en los espacios de rocas porosas (reservorio) y quedan atrapados por barreras naturales que les impiden seguirse moviendo (trampa/sello). Este proceso natural ocurre en decenas de millones de años. La producción se basa en la perforación de pozos que penetran la trampa y permiten el flujo del hidrocarburo y los fluidos asociados hacia la superficie por presión natural o con ayuda de bombas. Así es en los recursos convencionales.

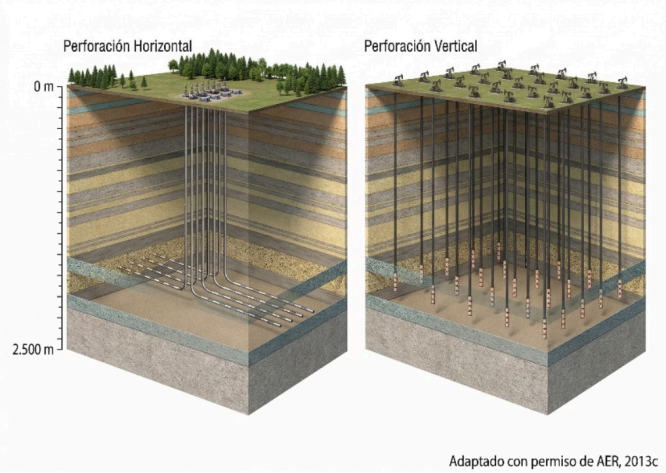
¿Qué son los recursos no convencionales?

Existen acumulaciones diferentes donde los hidrocarburos están atrapados en el interior de capas de roca y cuya extracción requiere mucha más energía, tecnología y capital, conocidas como No Convencionales (es decir menos comunes). Algunos ejemplos son Shale gas / Shale oil, arenas aceitosas, petróleo extrapesado, bitumen natural, gas metano asociado al carbón e hidratos de gas.

Fracturamiento Hidráulico con Perforación Horizontal

En el caso del Shale Gas y Shale Oil, se utiliza la combinación de dos tecnologías bien conocidas en la industria: el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal. El primero es un proceso por el cual se inyectan fluidos y arena a alta presión en una roca con baja permeabilidad para producir microfracturas que permitan que los hidrocarburos fluyan con facilidad. El segundo consiste en perforar una sección vertical hasta la formación geológica de interés para luego continuar de manera horizontal por uno o más kilómetros.

Las dos técnicas dan lugar al **Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal** (comúnmente denominado *fracking*) mediante el cual, a partir de una sola ubicación en superficie se perforan varios pozos horizontales a lo largo de los cuales se realizan múltiples etapas de fracturamiento hidráulico de la roca para permitir el flujo del hidrocarburo atrapado.



Adaptado con permiso de AER, 2013c

*La figura ilustra una configuración típica con pozos horizontales donde se observa la **reducción de la huella superficial** al implementar la posibilidad de perforar múltiples pozos desde una misma locación.*

Evolución y estado actual del *fracking* en Colombia



La incertidumbre que ha rodeado el avance del *Francking* condujo a la pérdida de interés de los actores principales (incluyendo a ExxonMobil, Ecopetrol, Conoco Phillips, Canacol Energy y Parex Resources) que han ido cediendo sus intereses en los contratos suscritos y buscando otros destinos para sus inversiones. La actuación más reciente consistió en la presentación el 22 de julio de 2025 y con mensaje de urgencia (por sexta vez) de un proyecto de ley para prohibir el *fracking* en Colombia.

Para avanzar en el desarrollo de estos recursos se requiere adoptar una visión basada en el rigor técnico, la concertación entre actores y una actitud inclusiva que contemple todas las oportunidades. En este sentido, la Unión Sindical Obrera (USO) lanzó un mensaje público al país al manifestarse de acuerdo con el avance de los proyectos de *fracking*, decisión tomada en su Plenario Sindical Nacional el 27 de noviembre de 2025.

Regulación

La regulación específica existente fue producto de un proceso riguroso que se ha prolongado por varios años y que aborda plenamente los retos específicos y es adecuada para comenzar a operar y a generar una curva de aprendizaje propia basada en los datos reales provenientes del monitoreo.

Cada proyecto es único en la medida en que comprende una combinación específica de entorno y tecnología y en todas las experiencias internacionales se evidencia un proceso de ajuste periódico de las regulaciones en la medida que mejora el conocimiento. Cabe resaltar el papel crucial del fortalecimiento institucional para garantizar la excelencia de las competencias técnicas de las autoridades ambientales y la interacción constructiva entre industria y autoridades para armonizar las variables de eficiencia y mínimo impacto.

Principales decretos y resoluciones que configuran el marco regulatorio específico y vigente

Tipo de norma	Número y año	Contenido clave
Decreto	3004 de 2013	Marco general para yacimientos no convencionales
Resolución	0421 de 2014	Términos de referencia para elaboración EIA (Anexo 3)
Decreto	2119 de 2018	Crea los Proyectos Piloto de Investigación Integral
Decreto	328 de 2020	Regula evaluación ambiental para pilotos
Resolución	90341 de 2014	Requisitos técnicos para *fracking* comercial
Resolución	40185 de 2020	Lineamientos técnicos para los PPII
Resolución	40011 de 2021	Modificaciones a los lineamientos de PPII
Resolución	0450 de 2021	Evaluación ambiental de los PPII

Colombia cuenta con un marco regulatorio robusto que garantiza un enfoque preventivo.

Desarrollo de YNC en USA y Argentina

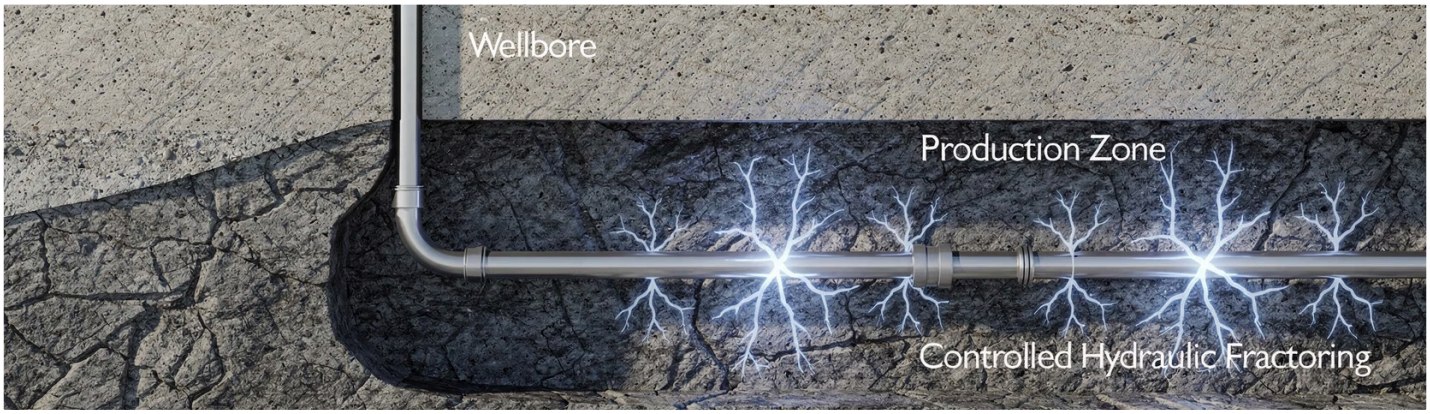
En contraste con el escenario colombiano, Estados Unidos y Argentina son casos cercanos donde ha sido posible examinar en detalle el desarrollo de proyectos de *fracking* de escala mundial desde su nacimiento.

Proyecto Permian (Cuencas de Midland Valley y Delaware en Texas)

El 13 de noviembre de 2019, Ecopetrol se asoció con OXY para desarrollar mediante *fracking* un proyecto en la Cuenca del Pérmico, en Estados Unidos. Esta operación ha mostrado resultados operativos positivos, con indicadores ambientales favorables en comparación con operaciones convencionales.

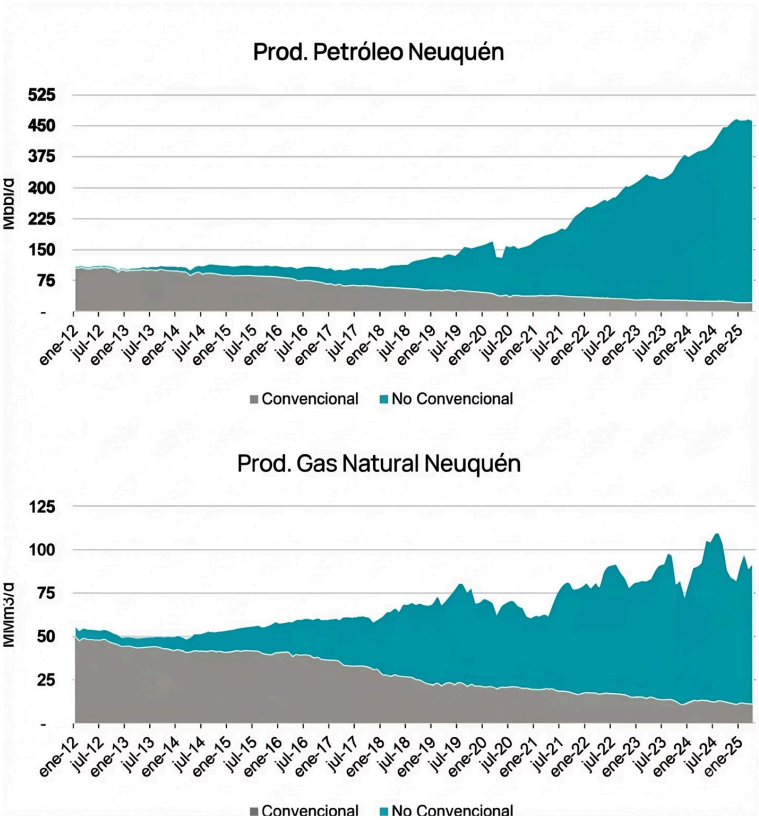
En junio 14 de 2023, Ecopetrol reportó:

> *Después de tres años desde el inicio de operaciones, en mayo de 2023 la asociación entre Ecopetrol y Oxy alcanzó una producción récord de 100 mil barriles diarios de petróleo equivalente (antes de regalías) en la cuenca del Permian, en los Estados Unidos. De esta cifra, 62 mil barriles corresponden a la participación de Ecopetrol, lo que representa un logro destacado para la Empresa en materia de crecimiento de la producción en activos de ciclo corto.*
>
> *Cabe destacar que, desde noviembre de 2019, cuando comenzó la operación asociada con Oxy en el Permian, se han perforado más de 250 pozos en las subcuencas de Midland y Delaware, lo que ha permitido este desempeño positivo.*
>
> *El resultado es producto del compromiso de los trabajadores de las dos compañías y de la aplicación de altos estándares de seguridad y SosTECnibilidad, para reducir emisiones y hacer un uso eficiente del agua en las operaciones.*
>
> *"Es satisfactorio reportar estos logros operativos en el marco de actividades seguras, apoyadas en procesos innovadores con tecnologías confiables y buen desempeño, tanto técnico como ambiental y dentro de los más altos estándares", afirmó Ricardo Roa, presidente de Ecopetrol.*
>
> *Además, se destaca la puesta en marcha de tecnologías e iniciativas innovadoras como la implementación de sistemas de monitoreo de emisiones y facilidades sin tanques de almacenamiento (tankless facilities), minimizando las emisiones por venteo.*
>
> *De esta manera, Ecopetrol ratifica su compromiso con el desarrollo de operaciones eficientes y sostenibles que le permitan avanzar en el camino hacia la transición energética justa.*



Proyecto Vaca Muerta en Argentina

El proyecto de desarrollo de Yacimientos No Convencionales en la formación Vaca Muerta, en la provincia argentina de Neuquén vio sus inicios en 2011 cuando YPF, en compañía de Chevron, lanzó su programa no convencional en el campo Loma Campana.



La gráfica muestra el crecimiento acelerado de la producción de petróleo y gas no convencional (franja azul) en la provincia de Neuquén a partir de la cual se **generan regalías por más de 100 millones de dólares mensuales.** La producción de gas ha permitido reducir las importaciones en unos 8 mil millones de dólares al año y llevará a Argentina a ser exportador neto en poco tiempo.

Lo más interesante de la experiencia argentina es la existencia de una continuidad regulatoria y operativa que ha permitido la evolución del proyecto a través de diferentes administraciones gubernamentales, independientemente de la orientación política del gobierno de turno.

En ninguno de los casos referidos se han presentado impactos socioambientales de gran magnitud, según reportes oficiales y monitoreos realizados como los anunciados por colectivos ambientalistas. Asimismo, se han implementado tecnologías orientadas a reducir los impactos asociados a la operación.



Impacto para Colombia del desarrollo de YNC

El desarrollo de los yacimientos no convencionales, junto con el desarrollo del *offshore* en el Caribe, es una de las iniciativas con mayor potencial para incrementar significativamente las reservas de gas del país. Este avance contribuiría a fortalecer la seguridad energética, al reducir e incluso eliminar la dependencia de las importaciones.

Dichas importaciones han venido en aumento en los últimos años, pasando de US$400,7 millones en 2023 a US$870,5 millones en 2024, lo que representa un incremento superior al 117 %, según Analdex. Además, el acceso a gas importado conlleva riesgos tanto en términos de precio como de seguridad, al estar sujeto a la volatilidad del mercado internacional.

El gas natural es una fuente energética clave en Colombia y cumple una función energética fundamental (*Ver position paper* ***Gas Natural y Adición Energética – Offshore).*** Además, representa una solución de corto plazo para los 8,4 millones de colombianos que aún viven en pobreza energética. El aumento de las reservas permitiría mejorar la disponibilidad del energético y apoyar procesos de adaptación a variabilidad climática y planificación económica. La exploración responsable, junto con el fortalecimiento institucional y el compromiso comunitario, puede transformar el potencial gasífero del país en un motor real de desarrollo territorial.

Colombia enfrenta un desafío urgente en su camino hacia una transición energética segura: fortalecer su autosuficiencia en petróleo y gas natural. Se deben reactivar los proyectos de YNC aprovechando que Colombia cuenta con un marco regulatorio vigente robusto que permite monitorear y mitigar los riesgos medio ambientales (ACP, 2025).

En materia de petróleo, el desarrollo de los YNC permitiía incrementar las reservas y garantizar, en el mediano y largo plazo, el abastecimiento de este recurso y que el país va a contar con la producción necesaria para aportar los recursos fiscales que el país y los territorios requieren para su sosteniblidad.

El impacto fiscal es abordado en el informe del comité de expertos (Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019): Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal:

> *"Dado que el país aún no ha desarrollado yacimientos no convencionales, no se tienen cifras observadas del impacto de esta actividad en las cuentas fiscales. Hay estimaciones basadas en numerosos supuestos que no las hace comparables, y que se resumen a continuación:*
>
> *La ACP (2018) hace estimaciones de los efectos económicos sobre la base de un "proyecto tipo", cuya inversión estaría entre los US$10.000 y US$15.000 millones con una perforación de 800 a 1.400 pozos en etapa de producción. Un proyecto como estos podría generar más de 10.000 millones de dólares durante su vida útil (30 años) en impuestos, derechos económicos contractuales, dividendos y regalías, lo cual equivaldría a aproximadamente 500 millones de dólares por año, es decir, 1,5 billones de pesos anuales.*
>
> *En el escenario de Ecopetrol (2019), en la etapa de desarrollo de los no convencionales en el Valle Medio del Magdalena se podrían generar regalías anuales del orden de US$1.000 millones (aproximadamente $3 billones de pesos)."*

Un ejemplo relativamente cercano del potencial significativo del desarrollo de recursos No Convencionales es el caso argentino donde la explotación del yacimiento de Vaca Muerta llevó a la suspensión de las importaciones de gas desde Bolivia y a generar excedentes exportables de magnitud considerable. A continuación, algunos indicadores clave del caso argentino:



¿Cuál es el potencial de los yacimientos de *Shale-gas* y *Shale-oil* en Colombia?

Aunque existen numerosos cálculos del potencial de recursos existentes en Colombia, es claro que los No Convencionales podrían triplicar las reservas actuales. ACIPET refiere que el desarrollo de no convencionales en el Valle Medio del Magdalena (VMM) adicionaría aproximadamente 70 años de autosuficiencia de gas y casi 16 años adicionales en petróleo, tomando la producción del 2020.

Las expectativas de descubrimientos incluyen tanto crudo como gas a nivel de la formación La Luna y principalmente gas en la Formación Tablazo. Según la Agencia Internacional de Energía (EIA), el estimativo de recursos prospectivos recuperables de los YNC solo en el Valle Medio del Magdalena es de 4.600 MBP (el país cuenta con 2,064 MBP) y 18 TPC de gas (Hoy tenemos 2 TPC).

¿¿Tenemos la capacidad institucional para garantizar un desarrollo seguro?

Si bien el país cuenta con una capacidad institucional robusta, se requiere un fortalecimiento de la misma con el fin de garantizar un desarrollo que armonice las necesidades de eficiencia operativa con las medidas de prevención y control que se requieren.

Como parte de las acciones orientadas a actuar sobre este aspecto, se acometieron proyectos específicos entre los cuales se destaca el llamado proyecto MEGIA (Modelo multiescala de gestión integral del agua con análisis de incertidumbre de la información para la realización de la evaluación ambiental estratégica (EAE) del subsector de hidrocarburos en el Valle Medio del Magdalena).

Desde este escenario se abordó con un alto nivel de detalle y rigurosidad, el análisis del componente hídrico de la cuenca del Valle Medio del Magdalena con el fin de gestionar adecuadamente el manejo hídrico asociado a los proyectos no convencionales. Adicionalmente, se fortaleció el catálogo de línea base de Sismicidad del Valle Medio del Magdalena con el fin de mejorar la detección de posibles cambios de sismicidad relacionados con la nueva actividad.

El informe del comité de expertos señaló que la ejecución de los PPII debe estar acompañada del fortalecimiento institucional requerido para tener capacidad de seguimiento y control al nivel de las mejores prácticas internacionales en las actividades relacionadas con el *fracking*.

Esto significa el fortalecimiento de las entidades:

ANLA
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

ANH
Agencia Nacional de Hidrocarburos

SGC
Servicio Geológico Colombiano

IDEAM
Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

IAvH
Instituto Alexander von Humboldt

CAR
Corporaciones Autónomas Regionales

INS
Instituto Nacional de Salud

ICANH
Instituto Colombiano de Antropología e Historia

Es importante identificar y poner en práctica acciones para que estas instituciones actúen de manera sistémica.

Impactos ambientales

En Colombia, el debate sobre los posibles impactos ambientales del fracking ha estado marcado por un enfoque particularmente cuidadoso y técnicamente fundamentado, en el que han convergido entidades regulatorias, academia, industria y organismos de control. A diferencia de otros contextos donde la discusión ha sido más reactiva, en el país se ha promovido un proceso deliberado orientado a construir una regulación robusta, basada en evidencia científica y en la identificación detallada de riesgos.

Este esfuerzo busca anticipar y mitigar impactos potenciales:

Acuíferos

Su contaminación se mitiga mediante estrictos requisitos de integridad de pozos, monitoreo continuo y múltiples barreras de protección.

Sismicidad

Se controla a través de sistemas de semaforización sísmica y protocolos de suspensión de operaciones.

Gestión de materiales peligrosos

Se exigen estándares rigurosos en almacenamiento, transporte y tratamiento, con adecuada disposición de residuos.

Transparencia y participación comunitaria

Se han incorporado lineamientos sobre uso del agua, emisiones, transparencia en la composición de fluidos y participación de las comunidades.

Estado de los proyectos en Colombia

Los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) Kale y Platero, ubicados en cercanías de Puerto Wilches, fueron iniciativas diseñadas para evaluar de manera científica, técnica y participativa la viabilidad del desarrollo de recursos no convencionales mediante fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal.

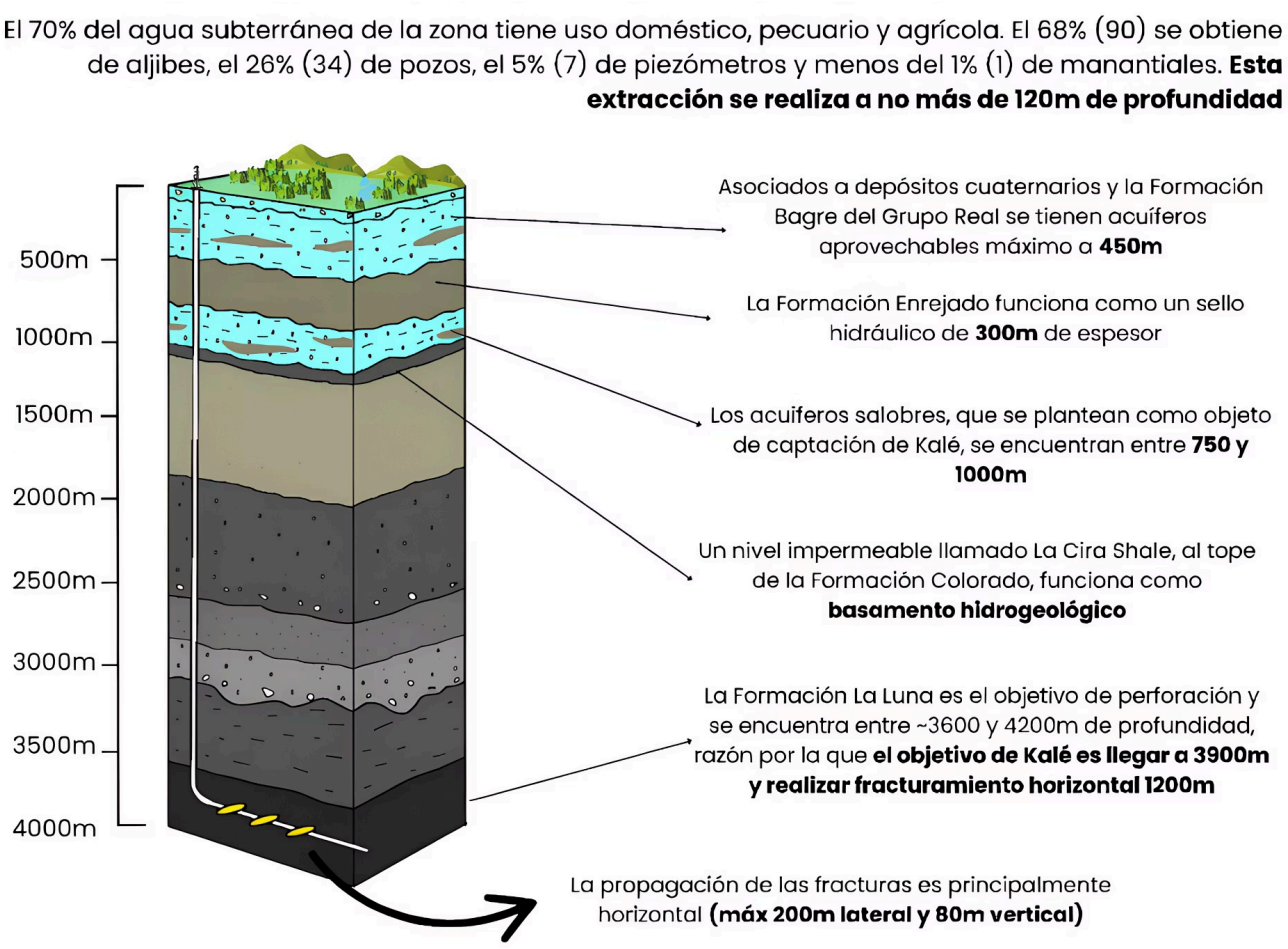
Desde la formulación de los proyectos de investigación en 2019 hasta el día de hoy las operaciones a gran escala en la cuenca del Permian en Estados Unidos (con participación de Ecopetrol) y en la cuenca de Vaca Muerta en Argentina han resuelto buena parte de las inquietudes que los motivaron y podría decirse que está suficientemente probado que estas operaciones pueden desarrollarse de manera segura. Sin embargo, las particularidades geológicas, ambientales e institucionales de Colombia hacen indispensable avanzar en procesos propios de validación y adaptación.

Por lo tanto, el país debería enfocarse en transitar desde un piloto de investigación, hacia proyectos de desarrollo que incluyan fases tempranas que permitan realizar la evaluación previa. Estas fases incluiría diseñados bajo criterios de gestión progresiva del riesgo, monitoreo continuo y ajuste adaptativo facilitando la aplicación del conocimiento disponible, al tiempo que se atienden de manera explícita los desafíos propios del contexto colombiano, especialmente en materia de protección ambiental, gestión del agua, y construcción de confianza con las comunidades.

La iniciativa denominada Kalé, es el proyecto de investigación que alcanzó mayor nivel de avance y cuenta con Licencia ambiental otorgada mediante Resolución 648 del 25 de marzo de 2022. Sin emabrgo, la Corte Constitucional definió el requerimiento de consulta previa con la comunidad AfroWilches. El proyecto esta suspendido temporalmente.

Kalé

El proyecto tiene una extensión de 20,68 ha y contempla la construcción de plataformas, perforación de tres pozos (investigación, captador e inyector), fracturamiento hidráulico con hasta 20 etapas en 1,2 km y pruebas de inyección/producción de *flowback* y aguas.



Autor: J.D. Palma-ACGGP 2025.

La figura ilustra los elementos principales del proyecto de investigación Kalé. Existe información sobre la localización de los acuíferos principales, y se observa la distancia y las barreras entre la zona de fracturamiento hidráulico y los acuíferos aprovechables.

Extensión

20,68 ha

Pozos

3 pozos (investigación, captador e inyector)

Etapas de fracturamiento

Hasta **20 etapas** en **1,2 km**

Captación de agua

Hasta **50,01 L/s** durante hasta **12,5 días**

Flujo volumétrico máximo

Hasta **27.174 BWPD** (4.320 m^3/d)

Para efectos de escala, nótese que el caudal promedio aguas abajo de Puerto Wilches, la estación Las Varas, usada por IDEAM, registra un caudal promedio histórico de aproximadamente **2.275 m^3/s (196 millones de m^3/d)**.

Propuestas

Colombia enfrenta un momento decisivo en materia de seguridad energética, sostenibilidad fiscal, ambiental y desarrollo territorial. En este contexto, los recursos provenientes de Yacimientos No Convencionales (YNC) representan una oportunidad que debe ser evaluada con rigor técnico, responsabilidad ambiental y legitimidad social para lo cual se proponen las siguientes acciones:

Garantizar la viabilidad política de los proyectos de modo que desde el Estado se contribuya a garantizar su desarrollo y viabilidad. Recuperar el rol de Ecopetrol como operador estratégico y promover una coordinación efectiva entre entidades del orden nacional y territorial, garantizando coherencia regulatoria y fortalecimiento de la capacidad de seguimiento.

Estructurar y promover nuevas rondas de asignación de áreas con nuevos términos técnicos/fiscales y foco en áreas con gran potencial (*"sweet spots"*) para atraer jugadores de alto nivel, así como garantizar estabilidad jurídica y coordinación interinstitucional.

Diseñar proyectos con fases tempranas de desarrollo con alcance limitado, monitoreo robusto y evaluación continua, bajo un enfoque de gestión progresiva del riesgo, tal como lo ha señalado el Consejo de Estado.

Reconocer que la viabilidad de estos proyectos depende no solo de su factibilidad técnica, sino de su legitimidad social. Esto implica avanzar en procesos de diálogo genuino, respeto por los derechos de las comunidades, pedagogía regional para el fortalecimiento de capacidades y mecanismos de generación de valor compartido en las regiones. Reactivar la regalía diferencial del 60 % para YNC, como mecanismo ya probado para promover inversión.



POSITION PAPER 5

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

Resumen

- Colombia posee un alto potencial energético, pero enfrenta desafíos en recobro mejorado de petróleo. El recobro final de los campos en producción es del 15,52 % (ANH, 2024), mientras países como Noruega tienen recobros finales cercanos al 50 % (Hadland & Lindberg, 2023).

- La innovación tecnológica (recobro mejorado - EOR, captura, uso y almacenamiento de carbono - CCUS, digitalización) es fundamental para asegurar sostenibilidad y productividad.

- Se identifican oportunidades en hidrógeno, geotermia, biocombustibles y nuevos vectores energéticos.

- Se requiere un enfoque colaborativo entre Gobierno, operadores, empresas de servicios, universidades y comunidades.

- La adición energética debe ser técnica, socialmente inclusiva y regulatoriamente habilitadora.

Introducción

En Colombia, la matriz de demanda energética continúa dominada por los hidrocarburos con el **64 %** (petróleo 47 % y gas 17%), (UPME, 2024), los cuales desempeñan un rol clave en el abastecimiento energético nacional y el desarrollo económico.

Ante los desafíos globales relacionados con el cambio climático y la necesidad de garantizar fuentes de energía asequibles, los hidrocarburos seguirán siendo fundamentales en la coexistencia energética para los próximos años.

> En este contexto, es importante optimizar el desarrollo de los campos petroleros mediante tecnologías modernas conocidas como el **recobro mejorado (EOR)**, el cual es un conjunto de técnicas sofisticadas que buscan optimizar las propiedades fisicoquímicas de la roca o el petróleo durante su implementación, buscando minimizar su contribución a la huella de carbono y aumentar las reservas del yacimiento (Ohadi, 2010), lo que ayuda a aumentar el factor de recobro y a que estos campos produzcan petróleo durante más tiempo.

Por otra parte, la presión global por reducir las emisiones y diversificar la matriz energética obliga al país a avanzar hacia un modelo de producción más eficiente, sostenible e innovador. Para ello, la adopción de tecnologías avanzadas, combinadas con mecanismos de recobro mejorado y nuevos vectores energéticos como el hidrógeno, la geotermia y los proyectos de captura y almacenamiento de CO_2 (CCUS), representan una oportunidad.

Por fuente de energía, las plantas hidráulicas con embalses aportaron el **82,73 %** de la generación a julio de 2025. Las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) registraron para ese mes: generación solar promedio de **11,89 GWh/día** (5,64 % del total renovable), y generación eólica del **0,27 %** equivalente a 0,56 GWh/día (IONER, 2026).

Estas fuentes son fundamentales dentro de la matriz eléctrica, al igual que otras tecnologías como biogás, geotermia e hidrógeno verde, que se integrarán progresivamente.

Actualmente, Colombia enfrenta el desafío de transformar su matriz energética de forma sostenible, resiliente y socialmente equitativa. Si bien las energías renovables han ganado protagonismo, son los hidrocarburos su gran aliado para la apropiación de recursos y aportes con el fin de mantener la soberanía energética. Esta coexistencia energética no solo implica avanzar en cobertura y eficiencia, sino también en una energía que sea accesible, asequible, sostenible y segura.

Panorama actual

Recobro mejorado (EOR)

Colombia, después de más de 100 años de producción, presenta un factor de recobro (FR) del **15,52 %**, es decir, de los 74.112 millones de barriles de petróleo original en sitio (POES), se han llevado a superficie **11.520 millones de barriles** (ANH, 2025).

El promedio mundial del FR está entre el **30% y el 35%** (ANH, 2024). Aumentar el **factor de recobro** en 10 puntos porcentuales permitiría incorporar **más de 741 millones de barriles adicionales a las reservas**, lo que se traduciría en **aproximadamente 2,8 años extra de producción y autoabastecimiento energético para el país.**

El Informe de Recursos y Reservas 2024 (ANH, 2025) señala que el país incorporó **60 millones de barriles** a través de los proyectos de producción incremental (PPI) -EOR, de los cuales 12 millones de barriles fueron gestionados a través del seguimiento al factor de recobro y 15 millones de barriles por la gestión para la superación de contingencias, para un total de 27 millones de barriles. El volumen restante (33 millones de barriles) se incorpora por proyectos existentes, con el acompañamiento en la gestión por parte de la ANH (2025).

El Ministerio de Minas y Energía, mediante **Resolución 40537 del 11 de diciembre de 2024**, estableció lineamientos para la implementación de programas de recobro mejorado en campos de hidrocarburos en explotación, con el fin de maximizar el FR y asegurar un aprovechamiento técnico y económico eficiente del recurso. Los artículos 43 y 44 de la Resolución fijan los requisitos para la presentación de estudios técnico-económicos por parte de los operadores, así como los procedimientos para pilotos y expansión de proyectos de recobro, incluyendo los que utilizan inyección de CO_2, bajo la supervisión del Ente de Fiscalización (MinEnergía, 2024).

Actualmente Colombia cuenta con **342 campos productores de petróleo**, algunos han estado produciendo durante más de 40 años, lo que hace que la implementación de EOR sea esencial y una oportunidad para extender su vida útil (ANH, 2025).

Factor de recobro actual

15,52 % de recobro final, frente al promedio mundial del 30–35 %.

Potencial adicional

+10 pp incorporaría **741 millones de barriles** adicionales a las reservas.

Años adicionales

~2,8 años extra de producción y autoabastecimiento energético.

Campos productores

342 campos activos, varios con más de 40 años de producción.

Nuevos vectores energéticos

Hidrógeno

El Ministerio de Minas y Energía, a través de la ANH, confirmó la presencia de **hidrógeno blanco** en pozos de las cuencas Cordillera Oriental y Sinú-San Jacinto. El hallazgo posiciona al país como **pionero en América Latina** en la exploración de esta fuente limpia y estratégica (MinEnergía, 2025).

La capacidad de producción de hidrógeno en Colombia ha crecido significativamente, alcanzando una capacidad de **416 toneladas/año** (Alguero, 2025).

Actualmente en el país hay **36 proyectos** en distintas fases de desarrollo, lo que refleja el interés del sector privado y la inversión extranjera. Se destacan proyectos estratégicos como **Coral de Ecopetrol** (5 MW de electrólisis para la refinería de Cartagena), *Hevolución* (2,3 MW para la producción de amoníaco verde) y el piloto de hidrógeno verde inyectado en redes de gas natural en Mamonal, Cartagena de Promigas (Alguero, 2025).

Ecopetrol, en su refinería de Cartagena, inició las actividades de instalación del electrolizador de la **planta de hidrógeno verde con Membrana de Intercambio de Protones (PEM)**, la de mayor tamaño de Latinoamérica en esta tecnología. Este hito marca el paso a la fase final del proyecto Coral, que busca seguir garantizando calidad en la producción de combustibles a través de este energético de bajas emisiones (Alguero, 2025).

En 2021 se lanzó la **Hoja de Ruta del Hidrógeno**, la cual define 60 acciones entre 2022 y 2052 (Hidrógeno Colombia, 2021).

416 t

Capacidad de producción

Toneladas/año de hidrógeno en Colombia

36

Proyectos activos

En distintas fases de desarrollo en el país.

5 MW

Proyecto Coral

Electrólisis para la refinería de Cartagena de Ecopetrol.

60

Acciones Hoja de Ruta

Definidas entre 2022 y 2052 para el desarrollo del hidrógeno.

Geotermia

El país cuenta con **más de 15 años de investigación** liderada por el Servicio Geológico Colombiano y universidades aliadas. Se han caracterizado zonas con potencial geotérmico en regiones volcánicas, más allá del uso turístico de aguas termales (Servicio Geológico Colombiano, 2025). Además, el país tiene la capacidad potencial de **1.170 MW** de generación a través de geotermia (Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia, 2026).

La geotermia es una fuente renovable con gran potencial en regiones volcánicas del país (Nariño, Cauca). Colombia se encuentra en el **Cinturón de Fuego del Pacífico**, con **25 focos volcánicos activos**, lo que le otorga un alto potencial geotérmico (Servicio Geológico Colombiano, 2025).

En **Azufral, Nariño**, inició el primer proyecto de exploración geotérmica liderado por Ecopetrol. Se estima una capacidad de producción cercana a los **80 megavatios (MW)** de energía limpia, suficiente para beneficiar a más de **1,6 millones de usuarios**, equivalente al consumo energético total del departamento.

Biocombustibles

Según datos de la Federación Nacional de Biocombustibles (Fedebiocombustibles), en 2024 se comercializaron **688.000 toneladas de biodiésel**. En lo transcurrido del presente año, la cifra alcanza 175.000 toneladas, que representa un crecimiento del 1,9 % con respecto al mismo periodo del año anterior. Proyecciones del gremio indican que el país cerrará 2025 con **716.000 toneladas vendidas**, un incremento del 2 % en comparación con el año previo (Buitrago, 2025).

Las ventas de bioetanol en 2024 fueron de **396 millones de litros**, y se espera que en 2025 alcancen **440 millones de litros**, lo que representa un crecimiento del 11% (Buitrago, 2025).

Entre 2021 y 2024, se evitó la emisión de **12,3 millones de toneladas de CO_2** y **3.093 toneladas de material particulado** gracias al uso de biocombustibles (Buitrago, 2025).

SAF (Sustainable Aviation Fuels)

El SAF es un combustible líquido utilizado en la aviación comercial, que **reduce las emisiones de CO_2 hasta en un 80 %**. Puede producirse a partir de diversas fuentes, como aceites y grasas usados, residuos verdes y urbanos, y cultivos no alimentarios. También se puede producir sintéticamente mediante un proceso que captura carbono directamente del aire. Es sostenible porque la materia prima no compite con los cultivos alimentarios ni con el suministro de agua, ni es responsable de degradación forestal.

La **Hoja de Ruta del SAF** fue promulgada mediante acto administrativo de la Aeronáutica civil. La Resolución 00090 de enero de 2025 dio vida jurídica al **tercer documento de este tipo promulgado en América Latina** después de Brasil y Chile, lo que ha representado un reconocimiento al país por su compromiso en la descarbonización del transporte aéreo, reafirmando el liderazgo regional en materia de Biocombustibles y combustibles sostenibles (Fedebiocombustibles, 2025).

CCUS (Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono)

Se han identificado **cuatro clústeres** con potencial para implementar CCUS – EOR en Colombia:

Clúster 1: Santander, Norte de Santander y Antioquia

- Sectores:

Termoeléctrica, refinación, cemento, extracción de petróleo e hidrógeno

- Potencial de captura: 4,3 Mt de CO2/año

Clúster 2: Magdalena, Atlántico y Bolívar

- Sectores:

Termoeléctrica, refinación y cemento

- Potencial de captura: 0,6 Mt de CO2/año

Clúster 3: Valle del Cauca y Huila

- Sectores:

Termoeléctrica, etanol y extracción de petróleo

- Potencial de captura: 0,9 Mt de CO2/año

Clúster 4: Meta y Casanare

- Sectores:

Termoeléctrica, refinación, cemento, extracción de petróleo e hidrógeno

- Potencial de captura: 2 Mt de CO2/año

Fuente: MinEnergía y BID, 2025

Retos y oportunidades

Recobro mejorado

- **Bajo factor de recobro actual en el país.** Los periodos de precios bajos del petróleo impactan directamente la inversión en proyectos de EOR, que suelen ser de alto costo y requieren una inversión inicial considerable.
- El éxito de la implementación del EOR depende en gran medida de la capacidad del país para atraer y retener la inversión privada (CAMPETROL, 2020).
- Riesgo asociado a la falta de claridad en el marco regulatorio.
- Riesgo por factores sociales.

Nuevos Vectores Energéticos

- **Hidrógeno:** vector energético clave para la descarbonización de sectores difíciles de electrificar (industria pesada y transporte de larga distancia). El reto está en establecer mecanismos de garantía de origen y certificación para el hidrógeno de bajas emisiones que faciliten su comercialización y el acceso a financiamiento.
- **Geotermia:** requiere un marco legal y regulatorio que defina derechos de explotación, permisos ambientales e incentivos para su desarrollo. El reto está en implementar programas de exploración temprana financiados por el Estado o con esquemas de riesgo compartido para atraer inversionistas.

- El uso de cultivos alimentarios para la producción de **biocombustibles** puede generar preocupaciones sobre la competencia por la tierra y los recursos con la producción de alimentos. El reto está en investigar y desarrollar biocombustibles a partir de biomasa no alimentaria (residuos agrícolas, forestales, algas) para evitar la competencia con la seguridad alimentaria y reducir el impacto ambiental.
- Adaptar la infraestructura de distribución y repostaje de combustible en los aeropuertos para el manejo de **SAF** puede ser un reto logístico y de inversión.
- El reto de los proyectos de **CCUS** está en desarrollar la hoja de ruta y el marco regulatorio para establecer un marco integral que abarque todos los aspectos del CCUS, incluyendo incentivos, permisos, estándares técnicos y responsabilidad.

Propuestas

Implementar **mantenimiento predictivo y gemelos digitales** para anticipar fallas, reducir paradas y disminuir costos de intervención.

Fomentar **economías de escala** mediante clústeres operativos y logística compartida, especialmente en zonas remotas.

Revisar **incentivos fiscales y contractuales**, por ejemplo: exenciones o bonos por eficiencia operativa, para hacer rentable la recuperación en campos marginales (ENERGY, 2023).

Fortalecer e implementar nuevos incentivos para tecnologías de **recobro mejorado (EOR)** en campos maduros. Para impulsar la adopción efectiva, es fundamental iniciar con una categorización rigurosa de campos candidatos, basada en un *screening técnico-económico.*

Implementar **esquemas piloto integrados EOR-CCUS** en campos agotados, permitiendo sinergias entre producción incremental y reducción de emisiones a través de captura y almacenamiento geológico de CO_2.

Expedir incentivos a la producción incremental desde el Ministerio de Minas y Energía. Revisar la regulación para habilitar incentivos contractuales, como extensiones de contrato o beneficios fiscales, para proyectos que demuestren aumentos significativos en el factor de recobro.

Incrementar los factores de recobro último de las cuencas del **Caguán-Putumayo (16,7 %) y Valle Medio del Magdalena (15,2 %)** mediante incentivos adicionales a la producción incremental.



POSITION PAPER 6

IMPACTO ECONÓMICO DEL SECTOR Y NECESIDADES FISCALES

Resumen

- Entre 2021 y 2025, las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados representaron, en promedio, el **30,5 %** de las exportaciones totales del país.

- Entre 2021 y 2025, el sector petrolero atrajo el **16,6 %** de la Inversión Extranjera Directa (IED) total.

- Entre 2021 y 2025, la producción de petróleo y gas natural, junto con la refinación, aportaron en conjunto alrededor del **4,2 %** del PIB nacional, equivalentes a **$68,0 billones** en promedio por año.

- Las inversiones en exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, entre 2021 y 2024, fueron de **17.180 millones de dólares**.

- En promedio, entre 2021 y 2024, la renta petrolera ha sido equivalente al **19%** de los ingresos del Gobierno nacional.

- Entre 2021 y 2024, en promedio, los aportes de toda la cadena de hidrocarburos han sido equivalentes al **24%** de los ingresos del Gobierno nacional.

- La inversión social de la industria entre 2021 y 2024 superó los **$1.985 mil millones**.

- El presupuesto del Sistema General de Regalías (SGR) para el bienio 2025-2026 equivale a **$30,9 billones**, recursos indispensables para el desarrollo regional y el cierre de brechas sociales y económicas.



Introducción

La industria de los hidrocarburos tiene un papel estratégico en la estabilidad macroeconómica y fiscal de Colombia. Contribuye al crecimiento del país, genera divisas, atrae inversión extranjera y aporta recursos a las finanzas públicas. También incide en la dinámica productiva de las regiones donde opera.

Durante el período 2021–2025, el aporte del sector ha sido significativo en varios frentes clave:

Exportaciones

Entre 2021 y 2025, las exportaciones de petróleo crudo y sus derivados representaron, en promedio, el 30,5 % de las exportaciones totales del país. El sector concentró una parte relevante de la generación de divisas en un contexto de balanza comercial deficitaria.

Inversión Extranjera Directa (IED)

El sector recibió el 16,6% de la IED total en el período comprendido entre 2021 y 2025.

Ingresos fiscales

En promedio, entre 2021 y 2024, la renta petrolera fue equivalente al 19 % de los ingresos del Gobierno nacional. Los aportes de la cadena de hidrocarburos fueron equivalentes al 24% de dichos ingresos.

PIB

La extracción de crudo y gas natural, junto con la refinación, contribuyó en promedio con el 4,2% del PIB nacional entre 2021 y 2025, equivalente a $67,6 billones anuales.

La industria invirtió $17.780 millones de dólares entre 2021 y 2024 en exploración y producción de hidrocarburos en Colombia.

En los últimos cuatro años, el aporte social de la industria superó los USD 1.985 millones, destinados a proyectos en educación, salud, vivienda y transporte. Estos recursos se ejecutaron principalmente en las zonas de influencia de las operaciones.}

El **desarrollo del potencial gasífero** del país, estimado en más de 70 terapies cúbicos (TPC), así como de la infraestructura de transporte necesaria para conectar nuevos proyectos con los centros de consumo, requiere mayores niveles de inversión.

El sector opera actualmente en un contexto de cambios en la política de exploración y producción de hidrocarburos. **Desde 2022 no se han suscrito nuevos contratos de exploración,** lo que incide en la reposición de reservas y en las perspectivas de producción, exportaciones, inversión y renta asociada al sector.

De mantenerse esta tendencia, podrían presentarse efectos en los aportes a la balanza de pagos, al recaudo fiscal y a la actividad económica en el mediano plazo. En este contexto, la definición de un marco normativo claro y estable es un factor relevante para el desarrollo de los recursos disponibles, en paralelo con los objetivos de transición energética del país.

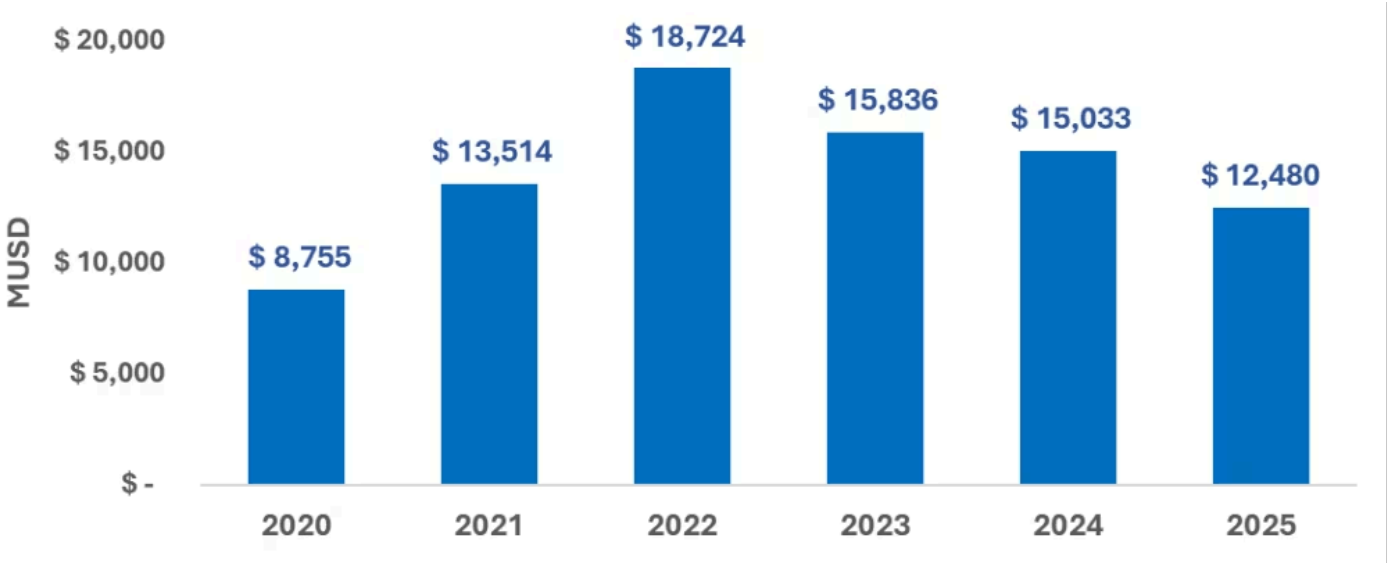
Impacto en las exportaciones

Entre 2021 y 2025 las exportaciones de petróleo y sus derivados representaron el 30,5 % del total nacional, alcanzando un valor promedio de USD 15.118 millones FOB, equivalentes aproximadamente a $63,5 billones COP.

En 2025, de acuerdo con la información del DANE, el valor total de las exportaciones colombianas sumó USD 50.168 millones FOB, de los cuales el 24,9 % correspondió a petróleo y sus derivados. Ese mismo año, las exportaciones de petróleo alcanzaron USD 12.480 millones FOB, representando una disminución del 17,0 % frente a 2024.



Exportaciones de petróleo y derivados (MUSD FOB)



Fuente: DANE, cálculos CAMPETROL.

Pese a la disminución en las exportaciones —resultado de la caída en la producción fiscalizada, así como de las variaciones en la tasa de cambio y en el precio del Brent—, el sector continúa desempeñando un papel fundamental como uno de los principales generadores de divisas del país. En 2025, el valor exportado ascendió a aproximadamente $52 billones de pesos, lo cual es equivalente a:

10,3%

Del Presupuesto General de la Nación (PGN) aprobado para 2025 ($511 billones COP).

66% y 78%

Del presupuesto destinado a educación ($79 billones COP) y salud en 2025 ($67 billones COP), respectivamente.

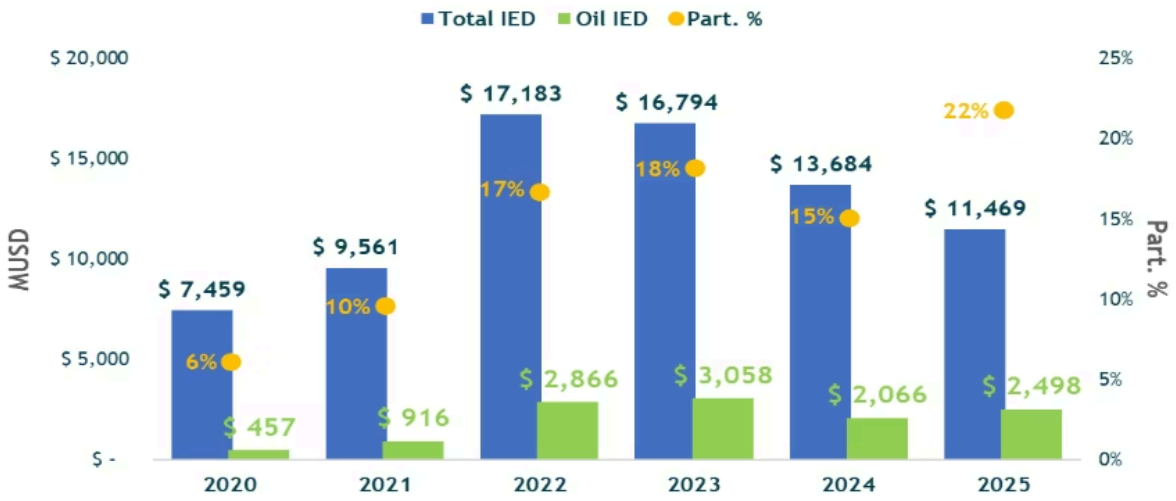
95%

Del valor de las remesas totales en 2025 (13.098 millones de dólares).

Impacto en la Inversión Extranjera Directa

Entre 2021 y 2025, la IED del sector petrolero representó el 16,6 % de la inversión total, alcanzando un valor promedio de USD 2.281 millones equivalentes a $9,6 billones COP. En 2025, de acuerdo con la Balanza de Pagos del Banco de la República, la IED en Colombia ascendió a USD 11.469 millones. De este total, el sector petrolero participó con el 21,8 %, equivalente a USD 2.498 millones, lo que representó un aumento del 20,9% frente a 2024.

Inversión Extranjera Directa (MUSD)

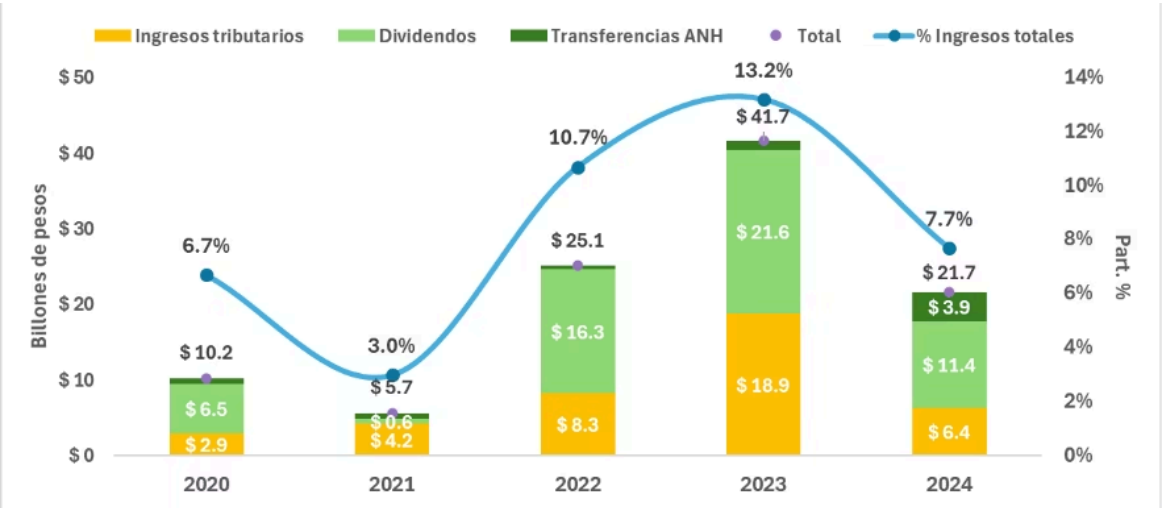


Fuente: Banco de la República, cálculos CAMPETROL.

Desde una perspectiva macroeconómica, la IED en el sector petrolero incidió en el financiamiento del déficit externo del país. En 2025, Colombia registró un déficit en cuenta corriente de USD 10.883 millones, mientras que la IED en el sector petrolero alcanzó USD 2.498 millones. Esto implica que el **23% del desbalance externo fue cubierto con capitales provenientes de la inversión en el sector petrolero**, lo que reafirma su importancia como fuente de divisas y como mecanismo de estabilización macroeconómica frente a las presiones externas.

Ingresos fiscales

Ingresos petroleros de la Nación ($ billones, %)



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público, cálculos Campetrol.

Entre 2020 y 2024, los ingresos petroleros de la Nación —compuestos por ingresos tributarios del sector, dividendos y giros de la ANH— representaron en promedio el 9,0 % de los ingresos totales del Gobierno nacional.

El gráfico consolida la información reportada por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público en el Informe de Cumplimiento de la Regla Fiscal. En el marco de la Ley 1473 de 2011, el Ministerio cuantifica los ingresos petroleros de la Nación con base en tres componentes: (i) el impuesto de renta asociado a empresas de extracción de petróleo crudo y gas, (ii) los excedentes financieros (giros) que la ANH transfiere a la Nación, y (iii) los dividendos girados a la Nación por empresas con participación estatal.

$10,2B

2020

Ingresos petroleros
(6,7% del total)

$25,1B

2022

Ingresos petroleros
(10,7% del total)

$41,7B

2023

Ingresos petroleros
(13,2% del total)

$21,7B

2024

Ingresos petroleros
(7,7% del total)

Nota metodológica: para efectos de la Regla Fiscal, el Ministerio contabiliza únicamente los dividendos atribuibles al segmento Upstream; en los cálculos de este documento, se incorporan adicionalmente los dividendos asociados a actividades Midstream y Downstream. Los dividendos y los ingresos tributarios se registran en el año en que son girados y no en el año en que se causan.

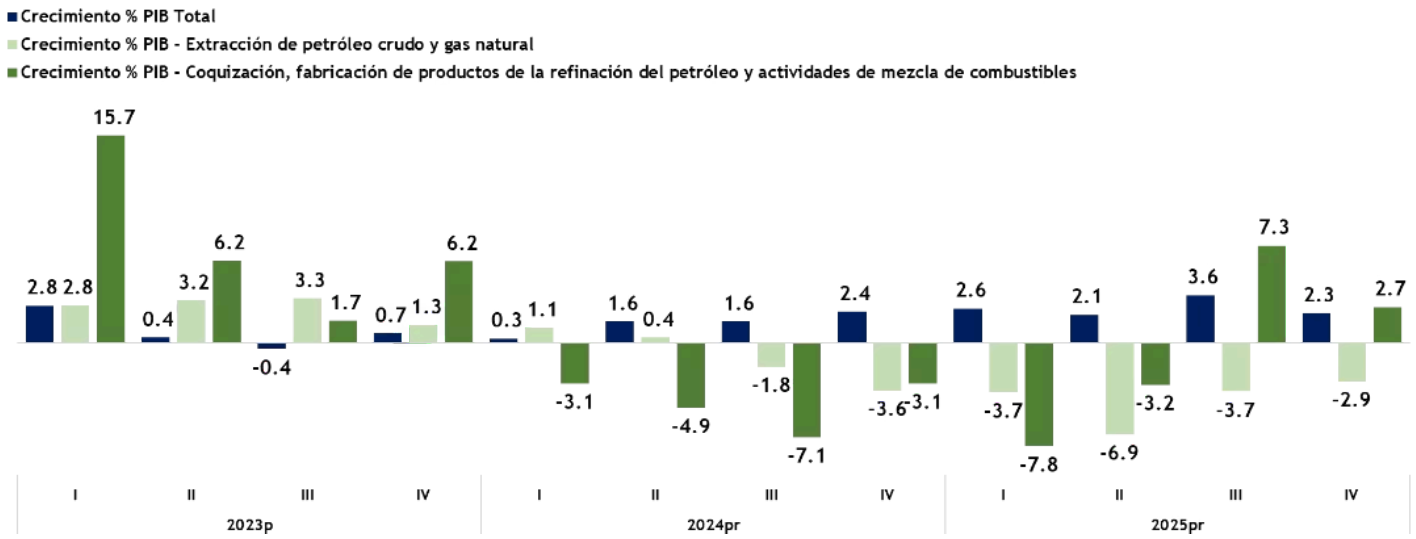
En un marco más amplio, y de acuerdo con la ACP, entre 2021 y 2024 los aportes de la cadena de hidrocarburos, incluyendo las regalías, han sido equivalentes en promedio al **24 % de los ingresos del Gobierno nacional.**

Producto Interno Bruto

Entre 2021 y 2025, la extracción de crudo y gas natural, junto con la refinación, aportaron en conjunto alrededor del 4,4 % del PIB nacional, equivalentes a $67,5 billones en promedio por año. Puntualmente, en 2025, el PIB del sector ascendió a $63,8 billones de pesos, lo cual, en términos corrientes, fue un 9,3% inferior al valor registrado durante 2024 ($70,4 billones).

En términos reales, en 2025 el PIB del sector de hidrocarburos fue uno de los más afectados, registrando un desempeño negativo. La extracción de crudo y gas natural se redujo en 4,3%, mientras que la refinación de petróleo cayó 0,3%, lo que resultó en una contracción conjunta del 3,1% en el PIB del sector.

Crecimiento económico Sector petróleo y gas



Fuente: DANE, cálculos Campetrol.

En algunos departamentos, el sector de minas y canteras registra una participación superior al 20 % del PIB departamental. En 2024, este sector representó:

Meta
41,3% del PIB departamental

Casanare
37,1% del PIB departamental

Arauca
33,5% del PIB departamental

La Guajira
32,3% del PIB departamental

Cesar
32% del PIB departamental

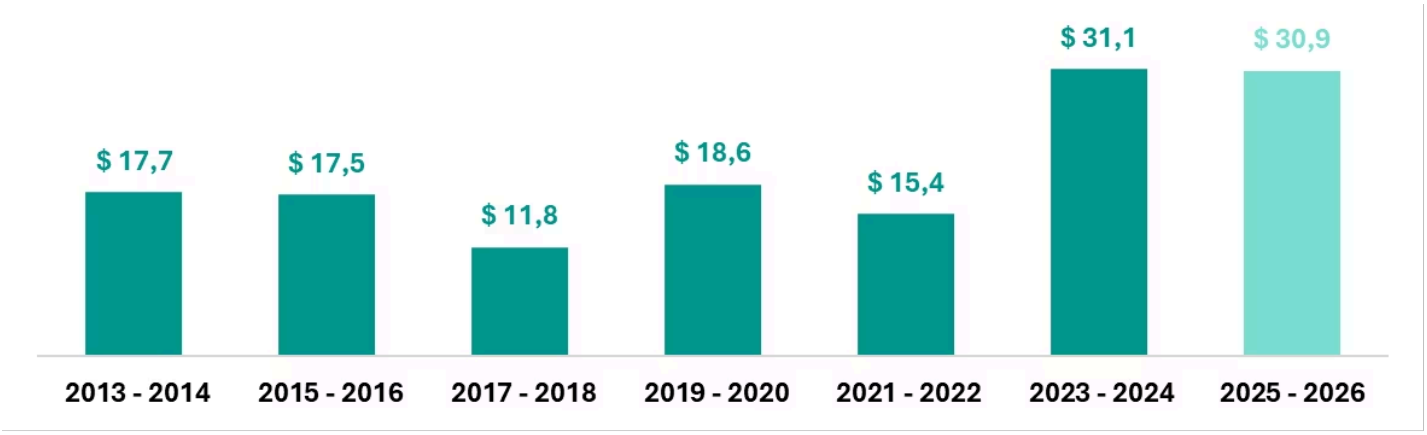
Putumayo
24,4% del PIB departamental

Regalías

En los últimos 15 años el sector ha transferido **$104 billones de pesos en regalías** al país.

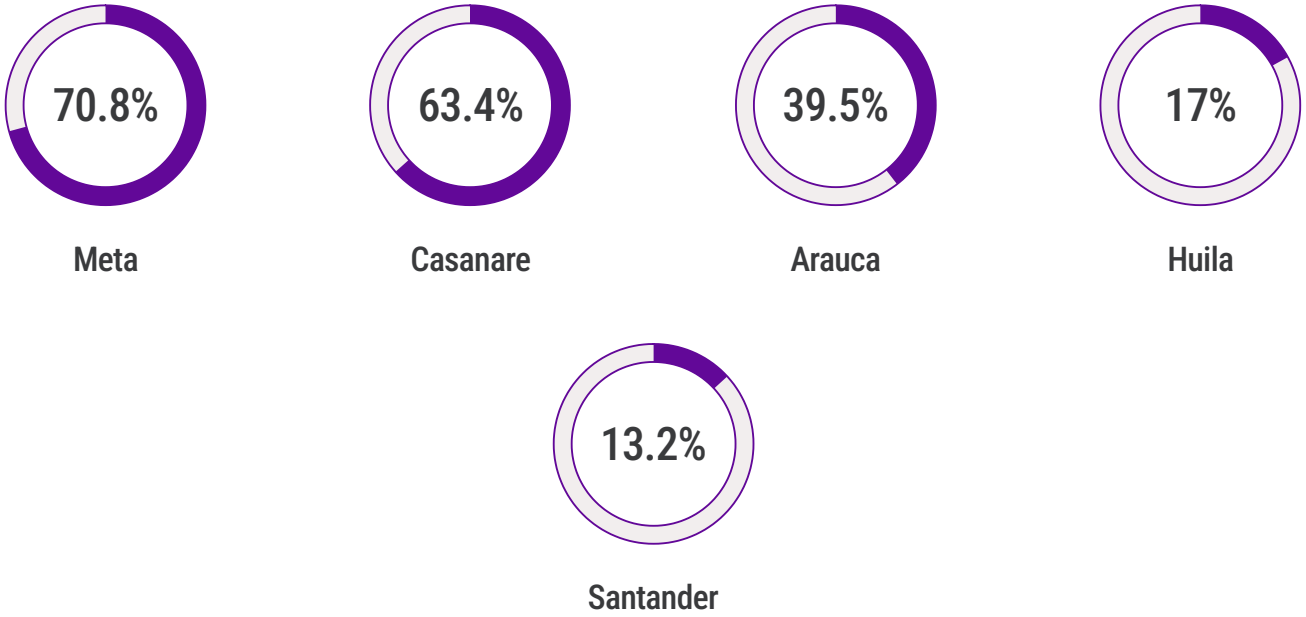
Según el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, en el Presupuesto General del Sistema General de Regalías, para el bienio 2025 – 2026 el valor presupuestado equivale a **$30,9 billones** (Ley 2441 de 2024).

Regalías presupuestada por bienio (billones COP)



Fuente: **DNP - SICODIS**, cálculos CAMPETROL

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



Empleo calificado y no calificado

El sector forma parte de las dinámicas regionales de empleo de calidad y crecimiento económico del país. Las oportunidades y condiciones del empleo que ofrece son un mecanismo que permite apalancar movilidad social, impulsando el desarrollo de proyectos de vida y propiciando mejoras sostenibles de bienestar y calidad de vida en distintas dimensiones.

+102K

Trabajadores E&P

Durante 2024 en los segmentos de exploración y producción de hidrocarburos.

264K

Empleos cadena

En distribución de combustibles líquidos: refinación, biocombustibles, poliducto y distribución minorista.

8:2

Ratio empleos

Por cada 10 empleos generados: 8 son indirectos y 2 directos. El sector es un conductor de empleo.

En materia de contratación local, los proyectos de exploración y producción en áreas de operaciones continentales están sujetos al régimen que obliga a que el **100 % de la mano de obra para cargos no calificados sea de la región** y más del **30 % en cargos calificados.**

De acuerdo con el estudio estadístico **"Empleabilidad y ocupación ingeniería de petróleos en Colombia"** del Consejo Profesional de Ingeniería de Petróleos (CPIP):

Empleabilidad

- Ingenieros de petróleos que respondieron la encuesta: **1.796 de 12.626 graduados**
- Desempleo promedio de todos los encuestados: **22 %**
- Desempleo promedio (2021–2023): **50 %**

Ocupación

- Ingenieros de petróleos de género femenino: **23 %**
- Mayor área de ocupación: *Upstream* **81 %**
- Lugar de funciones: Oficina **56 %**, Campo **38 %**
- En 2023: 36 % en compañías de servicios, 29 % en operadoras, 3 % en entidad estatal
- Principales áreas: producción, perforación, gerencia, yacimientos y completamiento

Encadenamientos productivos

De acuerdo con los estudios de Fedesarrollo *"Impacto del sector de servicios petroleros en la economía colombiana"* y *"Dinámica regional del sector de bienes y servicios petroleros en Colombia"*, los principales encadenamientos productivos de la industria se resumen en:

E&P → Bienes y Servicios Petroleros (B&S)

La inversión en E&P dinamiza servicios especializados: perforación, *workover*, completamiento, servicios sísmicos, ingeniería y montajes. Cada dólar gastado por las operadoras genera alrededor de **20 pesos adicionales** en la economía.

Remuneración al trabajo: $5,8 pesos adicionales. Empleo total: **3,3 empleos** por cada empleo directo.

B&S → Proveedores de bienes de capital

Alquiler y venta de taladros, bombas, tubería, válvulas, herramientas *down-hole* y software especializado. Concentra alrededor del **22 % de los ingresos** del segmento y estimula importaciones de bienes de alta tecnología y ensamble local.

B&S → Servicios profesionales e ingenierías

Consultoría, interventorías, diseño de facilidades, estudios geológicos y geofísicos. Aporta alrededor del **14 % de los ingresos** del segmento y eleva la demanda de mano de obra calificada.

O&G → Servicios generales (Cadenas locales)

Logística, transporte terrestre/fluvial, catering, hospedaje, aseo y seguridad para campamentos. Fomenta encadenamientos indirectos en comercio, agroindustria y transporte regional.

Efecto regional y empleo

Los departamentos productores (Meta, Casanare, Santander) concentran el mayor impacto: **más de tres empleos totales** por cada empleo directo en B&S. Entre 2013-2024, B&S ha mantenido una participación estable (9-11 %) en los ingresos agregados del sector.

Encadenamientos fiscales

Regalías, impuestos sobre la renta y dividendos de Ecopetrol fluyen hacia el Gobierno nacional y territorios; la contracción de actividad E&P reduce esta base y limita el Sistema General de Participaciones.

Clúster y desarrollo de proveedores locales: Integración operadoras–proveedores–academia para I+D, certificaciones y sustitución competitiva de importaciones. Recomendado para mitigar la volatilidad y fortalecer la resiliencia del ecosistema productivo regional.

Necesidades financieras del Gobierno nacional y las regiones

El Presupuesto General de la Nación para 2026 asciende a $546,9 billones. De este total, $100,4 billones se destinarían para el pago del servicio de la deuda. Asimismo, del monto total, $301,7 billones corresponden a ingresos tributarios y $1,4 billones a no tributarios (**Senado**).

En 2025 el déficit del Gobierno nacional se ubicó en 6,4 % del PIB, como resultado de menores ingresos frente a lo previsto y de un mayor gasto primario relativo al programado, asociado en parte con la ejecución de reservas presupuestales. **(Valora Analitik).**

Esta desviación significó un aumento de la deuda neta a 58,5 % del PIB, por encima del ancla de 55 %. El resultado fiscal de 2025 que presentó el segundo peor registro del siglo al excluir la pandemia mantuvo alto el nivel de endeudamiento de la nación, pero con una reducción frente a 2024, cuando el porcentaje alcanzó el 59,3% del PIB.

En junio de 2025, el Consejo Superior de la Política Fiscal (CONFIS) decidió activar la cláusula de escape para las vigencias 2025 a 2027. El Gobierno consideró inviable el cumplimiento de las metas fiscales en los próximos años, en vista de la alta inflexibilidad del gasto y la restricción para incrementar de manera suficiente los ingresos en el corto plazo.

Para 2025, el Gobierno nacional registró un déficit fiscal de 6,4 % del PIB. Esta cifra superó la meta establecida en la actualización del Plan Financiero presentado en febrero de 2025 (que preveía un déficit de 4,2 % del PIB), pero cumplió con las metas actualizadas del marco fiscal de mediano plazo que proyectaban un déficit del 7,1% del PIB.

Balance del Gobierno nacional y sector público no financiero 2023 - 2025

Tabla 1.8 Balance del Gobierno General y Sector Público No Financiero 2023-2025

SECTORES	$ MM			% PIB		
	2023	2024	2025*	2023	2024	2025*
A. Gobierno Central	**-58.959**	**-108.658**	**-131.886**	**-3,7**	**-6,4**	**-7,3**
Gobierno Nacional Central	-66.917	-114.511	-129.619	-4,2	-6,7	-7,1
Resto del Nivel Central	7.958	5.853	-2.268	0,5	0,3	-0,1
B. Regionales y Locales	**2.402**	**5.081**	**-2.372**	**0,2**	**0,3**	**-0,1**
Administraciones Centrales	73	4.510	-1.277	0,0	0,3	-0,1
Resto del Nivel Regional y Local	2.328	570	-1.096	0,1	0,0	-0,1
C. Seguridad Social	**14.060**	**4.186**	**16.671**	**0,9**	**0,2**	**0,9**
Salud	-1.941	-3.077	-835	-0,1	-0,2	0,0
Pensiones	16.000	7.263	17.506	1,0	0,4	1,0
D. Balance Total GG (A + B + C)	**-42.498**	**-99.391**	**-117.588**	**-2,7**	**-5,8**	**-6,5**
Balance primario GG	**22.112**	**-21.657**	**-27.168**	**1,4**	**-1,3**	**-1,5**
E. Empresas Públicas	**-3.021**	**1.460**	**21**	**-0,2**	**0,1**	**0,0**
Nivel Nacional	-494	766	-131	0,0	0,0	0,0
Nivel Local	-2.527	694	152	-0,2	0,0	0,0
F. SPNM	**2.670**	**-3.065**	**0**	**0,2**	**-0,2**	**0,0**
G. Balance Total SPNF (D + E + F)	**-42.849**	**-100.996**	**-117.567**	**-2,7**	**-5,9**	**-6,5**
Balance primario SPNF**	**23.234**	**-29.101**	**-33.766**	**1,5**	**-1,7**	**-1,9**
Balance primario SPNF	**24.789**	**-19.884**	**-23.749**	**1,6**	**-1,2**	**-1,3**

Fuente: Cálculos DGPM – MHCP.
Nota: *Cifras proyectadas.
** De acuerdo con el artículo 2 de la Ley 819 de 2003, se descuenta $1.555mm, $9.217mm y $10.017 del balance del SPNF por transferencias de utilidades del Banco de la República giradas al GNC y registradas como ingreso fiscal durante 2023, 2024 y 2025, respectivamente.

Aportes directos al Presupuesto General de la Nación (PGN)

El sector hidrocarburos contribuye al financiamiento gubernamental mediante:

Ingresos tributarios

Impuesto de renta, aportes realizados a la ANH y otros tributos específicos del sector.

Dividendos Ecopetrol

Dividendos de Ecopetrol transferidos a la Nación como accionista mayoritario.

Ingresos de aduanas

Rentas de exportación, dada su incidencia sobre la TRM.

Aportes indirectos y territoriales

Las regalías alivian el gasto regional y reducen presiones sobre transferencias desde la Nación. Las regalías son cruciales para apalancar el desarrollo regional a través de proyectos e inversiones en salud, educación, infraestructura, entre otros, factores determinantes para fomentar la competitividad de los territorios.

Reducir la participación fiscal del sector hidrocarburos sin una reforma tributaria compensatoria genera riesgos para la regla fiscal y la sostenibilidad del gasto público.

En años de precios altos, este sector ha contribuido a financiar el gasto público sin aumentar impuestos. La industria juega un papel importante en la consecución de los recursos monetarios planteados en el MFMP y en el Sistema General de Regalías, los cuales son indispensables para el presupuesto nacional y de las regiones.

Propuestas

Reactivación de la inversión y estímulo a la producción

- **Reducir y estabilizar la carga impositiva de la industria**, la cual se ha incrementado en los últimos años.
- **Dinamizar los contratos actuales** que ya han cumplido los compromisos, estableciendo curvas básicas en función de la última certificación de reservas, acordando nuevas condiciones para la producción incremental: disminuir el factor X o desactivar entre tanto se reembolsa inversión incremental o hasta un acumulado de XX MBL producido, regalías variables, etc.
- **Extender contratos hasta el límite económico.**
- Reactivar y **aprovechar áreas con activos productivos y reservas remanentes,** mediante esquemas contractuales ágiles, incentivos económicos y condiciones que faciliten la participación de empresas operadoras y de bienes y servicios del sector.

Sector Hidrocarburos en Venezuela

Contexto político y eventos recientes importantes

- La captura y traslado de Nicolás Maduro, en enero de 2026 por parte de Estados Unidos, ha generado una transición en la gobernanza del sector. Desde una perspectiva técnica, este evento ha derivado en la emisión de nuevas licencias generales que flexibilizan las sanciones e impulsan la entrada de capitales.

- De acuerdo con declaraciones de funcionarios del Gobierno de Estados Unidos, ese país ha transferido a Venezuela 500 millones de dólares correspondientes a la primera venta de petróleo acordada en febrero de 2026. Los ingresos son gestionados por EE. UU. con el objetivo de estabilizar la economía venezolana y financiar servicios públicos esenciales.

- **Repercusiones geopolíticas:** Estados Unidos está ajustando sanciones y políticas energéticas con miras a abrir oportunidades de inversión en la industria petrolera venezolana, incluyendo planes para una gran inversión y acuerdos de suministro de petróleo.

- **Reformas y futuro del sector en Venezuela:** La Asamblea Nacional de Venezuela aprobó una ley de hidrocarburos para abrir el sector a inversiones privadas y extranjeras, parte de los intentos de revitalizar la industria petrolera tras años de caída productiva.

Importancia de Venezuela para Colombia — Petróleo y Gas

Recursos energéticos clave

Venezuela tiene las mayores reservas probadas de petróleo del mundo, lo que la convierte en un actor potencialmente estratégico para el suministro energético regional.

Reservas de petróleo Venezuela (Mbl)



Fuente: datos Annual Statistical Bulletin, **OPEP**, Gráfica CAMPETROL

A 31 de diciembre de 2024, las reservas de petróleo de Venezuela se ubicaron en **303.221 Mbl**, con una variación frente a 2023 (303.008 Mbl) de 0,213 Mbl (+0,07%). Con este volumen, Venezuela mantiene el mayor nivel de reservas de petróleo a nivel mundial, representando aproximadamente **149 veces las reservas de Colombia.**

Taladros activos en perforación

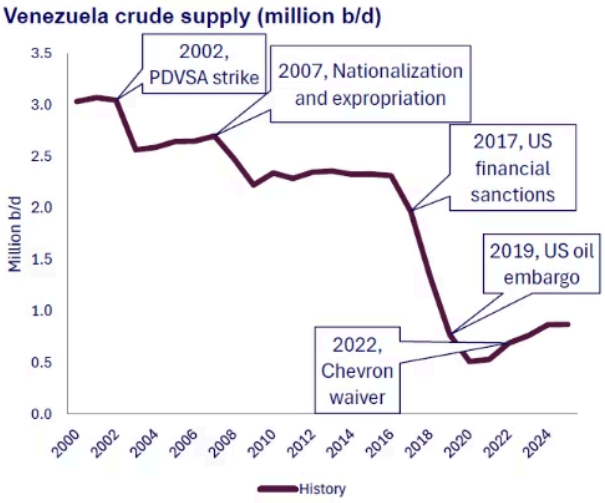
Entre enero y diciembre de 2025, el promedio de los equipos reportados se ubicó en un taladro, una disminución de 100% respecto al mismo periodo en 2024. En 2024, los taladros de perforación activos en Venezuela promediaron 2 equipos, manteniendo la tendencia registrada en 2023.



Fuente: datos **Baker Hughes**, Gráfica CAMPETROL

Producción de petróleo de Venezuela

Históricamente, Venezuela alcanzó su pico máximo de producción en 1997, registrando un volumen de **3,5 millones de barriles diarios (Mbpd)**. Durante el mandato de Hugo Chávez, las nacionalizaciones forzaron la salida de varias firmas internacionales, aunque algunas como Chevron, Eni y Repsol continuaron operando. Tras una fase de declinación estructural, la producción llegó a mínimos históricos de **337 kbpd en 2020.**



Fuente: Wood Mackenzie / **EIA**

Reforma de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH)

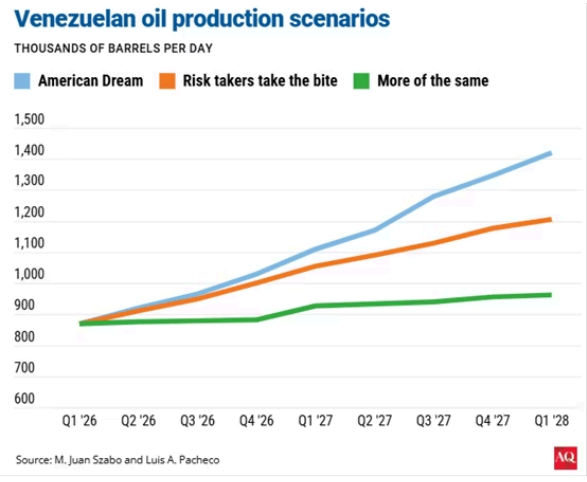
Publicada en la Gaceta Oficial N° 6.978 el 29 de enero de 2026, esta reforma deroga el control exclusivo de la estatal PDVSA sobre las actividades primarias. La nueva normativa permite que las empresas privadas operen directamente la exploración y extracción, además de facultar a los socios extranjeros para la comercialización directa del crudo y el manejo de divisas en jurisdicciones externas.

Aunque Venezuela ha reformado su ley petrolera, las sanciones de Estados Unidos aún influyen en quién puede realmente participar en el mercado venezolano. La OFAC emitió la Licencia General No. 46, que autoriza a empresas estadounidenses participar en actividades relacionadas con el crudo venezolano, pero bajo condiciones estrictas:

- Las transacciones deben regirse por ley estadounidense y resolver disputas en tribunales de EE.UU.
- Los ingresos deben ir a cuentas controladas por EE.UU.
- Están excluidas entidades y personas vinculadas con países sancionados como Rusia, Irán, Corea del Norte, Cuba y, en algunos casos, China
- Empresas no pueden simplemente invertir u operar libremente en Venezuela: deben cumplir con las condiciones de la OFAC y pueden requerir licencias adicionales o cumplir requisitos estrictos para cada tipo de actividad, lo cual limita la entrada automática de capital estadounidense (**Duane Morris LLP).**

Pese a los avances en el marco legal interno, la participación efectiva de empresas extranjeras continúa condicionada al régimen de sanciones. La ejecución de nuevos proyectos, la reactivación de campos y la modernización de infraestructura dependerán de la emisión de licencias adicionales y de una mayor flexibilización regulatoria por parte del gobierno de Estados Unidos.

De acuerdo con los análisis desarrollados por M. Juan Szabo y Luis A. Pacheco, investigador asociado del Baker Institute Center for Energy Studies, la evolución reciente y futura de la producción petrolera en Venezuela puede seguir trayectorias diferenciadas en función del entorno político, regulatorio y operativo.



Sus proyecciones evidencian que una combinación de estabilidad institucional, apertura a la inversión privada, acceso a financiamiento internacional y flexibilización del régimen de sanciones podría generar una recuperación sostenida de la producción superando los 1,4 Mbpd en el primer trimestre de 2028. En contraste, la persistencia de restricciones regulatorias, limitaciones de capital y debilidades operativas mantendría al sector en una senda de crecimiento limitado.

Potencial de complementariedad con Colombia

Venezuela se perfila como un respaldo estratégico para atender el **déficit de gas natural en Colombia**. La existencia del gasoducto transfronterizo Antonio Ricaurte (Trans-Caribbean Pipeline) proyecta una integración técnica que podría reducir la dependencia colombiana de importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) de alto costo. No obstante, su viabilidad depende de la estabilidad institucional en el marco de la nueva LOH y de la ejecución de un programa de adecuación, rehabilitación e inversión significativa en la infraestructura existente.

- Los recientes cambios en el entorno político, regulatorio y contractual en Venezuela, junto con los esfuerzos por flexibilizar el régimen de sanciones y modernizar el marco legal del sector, podrían generar un escenario progresivamente favorable para la llegada de IED. En la medida en que se consolide la reforma institucional, Venezuela podría convertirse nuevamente en un destino atractivo para capitales globales, incluyendo inversionistas y empresas colombianas con experiencia regional. Este proceso abriría oportunidades relevantes para operadoras, empresas de bienes y servicios, proveedores de tecnología, compañías de ingeniería y actores estratégicos.

REFERENCIAS

ACIPET. (2024). *EOR: Un camino para maximizar reservas*.

ACIPET. (2025). *Unidos para fortalecer el sector petrolero y garantizar la estabilidad fiscal: Propuesta de ACIPET al Gobierno Nacional*. Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos, Energía y Tecnologías Afines.

ACP. (2023). *Tendencias de inversión en exploración y producción (E&P) de petróleo y gas en Colombia 2022 y perspectivas 2023*. **https://acp.com.co/portal/wp-content/uploads/2023/02/TENDENCIAS-DE-INVERSION-EN-EXPLORACION-Y-PRODUCCION-EP-DE-PETROLEO-Y-GAS-EN-COLOMBIA-2022-Y-PERSPECTIVAS-2023.pdf**

ACP. (2025). *Panorama actual y desafíos del sector O&G en Colombia*. Asociación Colombiana del Petróleo.

ACP. (2025). *Cambiemos el rumbo: ACP propone medidas para frenar la cuenta regresiva energética del país*. **https://acp.com.co/portal/cambiemos-el-rumbo-acp-propone-medidas-para-frenar-la-cuenta-regresiva-energetica-del-pais/**

ANH. (2025). *Informe anual de recursos y reservas 2024*.

ANH. (2025). *Informe de relación de contratos TEA, E&P, E&E y convenios E&P*.

ANH. (2025). *Estadísticas de producción*. **https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regalías/sistemas-integrados-operaciones/estadísticas-de-producción/**

Alfarge, D. W. (2020). *Fundamentos de los métodos de recuperación mejorada de petróleo para yacimientos no convencionales* (Vol. 67). Elsevier.

Alguero, M. O. (2025). Colombia multiplica por 12 su producción de hidrógeno: ¿Qué significa? *El Colombiano*. **https://www.elcolombiano.com/negocios/crecimiento-hidrogeno-verde-en-colombia-transicion-energetica-PO26938337**

Banco de la República. (s. f.). *Inversión extranjera directa (balanza de pagos)*. **https://www.banrep.gov.co/es/glosario/inversion-directa**

Banco de la República. (s. f.). *Remesas de trabajadores*. **https://suameca.banrep.gov.co/estadisticas-economicas/informacionSerie/4150/remesas_trabajadores**

Buitrago, D. A. (2025). El auge de los biocombustibles en Colombia: cifras positivas que marcan un avance en la transición energética. *Infobae*. **https://www.infobae.com/colombia/2025/05/08/el-auge-de-los-biocombustibles-en-colombia-cifras-positivas-que-marcan-un-avance-en-la-transicion-energetica/**

CAMPETROL. (2020). *Reactivación y competitividad en la pandemia*. **https://campetrol.org/wp-content/uploads/2022/12/REACTIVACION-Y-COMPETITIVIDAD-EN-LA-PANDEMIA.pdf**

CAMPETROL. (2026). *Informe CAMPETROL: taladros y producción*. **https://campetrol.org/documentos/Informe%20CAMPETROL%20Taladros%20y%20Producci%C3%B3n%20ene%202026.pdf**

CAMPETROL. (2026). *Datos CAMPETROL: información sectorial de producción, actividad de taladros y principales indicadores del sector de hidrocarburos en Colombia*. **https://campetrol.org/datos-campetrol**

CAMPETROL. (2026). *Balance petrolero*. **https://campetrol.org/balance-petrolero/**

Castro, F., Zuleta, L. A., Alandette, J. F., Fonseca, S. M., & Martínez, S. (2012). *Dinámica regional del sector de bienes y servicios petroleros en Colombia* (Cuadernos de Fedesarrollo No. 41). Fedesarrollo. **http://hdl.handle.net/11445/159**

CT&F. (2020). *Heavy oil and high-temperature polymer EOR applications*.

DANE. (s. f.). *Cuentas nacionales trimestrales*. **https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales/pib-informacion-tecnica**

DANE. (s. f.). *Exportaciones*. **https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones**

Ecopetrol S. A. (2024). Ecopetrol y Petrobras confirman el mayor descubrimiento de gas del país con el pozo Sirius-2. **https://www.ecopetrol.com.co**

Energy, R. (2023). *Spotlight on Colombia: Balancing oil & gas and sustainability goals*. Rystad Energy.

Fedebiocombustibles. (2025). *Informe anual 2024–2025*. **https://fedebiocombustibles.com**

Hidrógeno Colombia. (2021). *Panorama del hidrógeno en Colombia*. **https://www.hidrogenocolombia.com**

IATA. (2024). *Executive summary*. International Air Transport Association.

LR. (2024). Colombia tiene como proyección producir de 1 a 3 GW de hidrógeno verde para 2030.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2024). *Marco fiscal de mediano plazo 2024*. **https://www.minhacienda.gov.co**

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2025). *Marco fiscal de mediano plazo 2025*.

Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2024). *Informe de cumplimiento de la regla fiscal 2024*.

Ministerio de Minas y Energía. (2002). *Decreto 3176 de 2002*. **https://www.funcionpublica.gov.co**

Ministerio de Minas y Energía. (2020). *Decreto 1821 de 2020*. **https://www.funcionpublica.gov.co**

Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Resolución 40537 de 2024*.

Ministerio de Minas y Energía. (2025). Gobierno confirma hallazgo de hidrógeno natural en el subsuelo colombiano. **https://www.minenergia.gov.co**

Ministerio de Minas y Energía & Banco Interamericano de Desarrollo. (2025). *Estudios de potencial CCUS en Colombia*. **https://pigccme.minenergia.gov.co**

Moreno, J. (2024). La actividad exploratoria petrolera se terminaría en 2030 sin nuevos contratos. *Portafolio*.

Naturgas. (2024). *La huella del gas natural en Colombia: Inversiones y aportes de la industria del gas natural 2023*.

Ohadi, X. K. (2010). *Applications of micro and nano technologies in the oil and gas industry: Overview of the recent progress*. SPE International.

Olivera, M., Zuleta, L. A., Aguilar, T. L., & Osorio, A. F. (2011). *Impacto del sector de servicios petroleros en la economía colombiana* (Cuadernos de Fedesarrollo No. 36). Fedesarrollo. **http://hdl.handle.net/11445/163**