

Evolución y desafíos del sector de hidrocarburos colombiano en la transición energética global

JULIANA PEÑA NIÑO, FERNANDO PATZY Y JORGE IVÁN GONZÁLEZ

AGOSTO 2025

Natural Resource Governance Institute

Contenido

Mensajes clave 3

Introducción 5

1. Perspectivas globales del petróleo 6

2. Situación de los hidrocarburos en Colombia 10
   - 2.1 Panorama económico y fiscal 10
   - 2.2 Producción 11
   - 2.3 Reservas 14
   - 2.4 Exportaciones e importaciones 17
   - 2.5 Exploración y explotación de hidrocarburos 19

Conclusiones 23

Referencias 24

Imagen de portada: Manolo Ramos / Shutterstock

Mensajes clave

- Colombia tiene una dependencia relativa de los hidrocarburos y del carbón. La estructura de la balanza de pagos y las finanzas públicas están estrechamente vinculadas a las dinámicas de la economía extractiva. En los últimos siete años, la industria de la explotación del petróleo y el gas ha aportado en promedio un 3,14 % al PIB. En el periodo 2018-2021, las empresas petroleras contribuyeron a las finanzas públicas con un promedio de COP 24,3 billones al año. Y en el periodo 2019-2022 se generaron COP 33,99 billones en concepto de regalías, de los cuales el 81 % correspondió a hidrocarburos.

- Desde hace una década, Colombia no ha podido revertir la disminución continua de la producción. A pesar de los esfuerzos en exploración, no se ha logrado aumentar el nivel de reservas de petróleo, aunque sí hay perspectivas positivas para el gas gracias a los descubrimientos costa afuera. Las proyecciones apuntan a que la tendencia descendente en la producción de petróleo continuará.

- La disminución de la producción ha afectado de manera diferente a los departamentos productores. El Meta y Casanare han sido históricamente los principales productores y, en ambos casos, se evidencia una reducción sostenida.

- El declive de la producción de petróleo podría ser una oportunidad para impulsar una transición energética justa (TEJ), pero se enfrenta a dos obstáculos principales: (1) las metas contradictorias del Gobierno, que busca alcanzar una producción de un millón de barriles diarios mientras mantiene la suspensión de la adjudicación de nuevas áreas de exploración, y (2) la alta madurez y los costos relativamente elevados de explotación en los campos de las regiones productoras tradicionales, que limitan su capacidad de expansión.

- Colombia podría prepararse mejor para el declive de la explotación del petróleo e impulsar una diversificación económica nacional y regional, basada en criterios socioambientales y alineada con los objetivos de la transición energética. Esto implica reducir la dependencia económica de los hidrocarburos y anticipar escenarios de salida responsable de las petroleras, asegurando alternativas sostenibles que mitiguen los riesgos y beneficien a los territorios y poblaciones.

Introducción

La actividad petrolera en Colombia tiene una larga tradición y, recientemente, la exploración y producción se ha extendido costa afuera. El país depende de las exportaciones de petróleo y carbón, que en 2023 tuvieron una participación del 52,3 % en la balanza comercial (DANE, 2024). Ese año, el petróleo representó el 31,8 % y, en 2024, un porcentaje similar: el 30,3 % (Campetrol, 2025).

A nivel subnacional, la situación es más compleja, ya que el peso de las regalías en la composición de los ingresos fiscales de los departamentos productores de petróleo alcanzó el 41 % entre 2010 y 2015, pero tuvo una caída importante entre 2016 y 2021, situándose en el 18 %, debido a la disminución del precio internacional, la menor producción y los efectos de la pandemia de COVID-19. Este rubro ocupó el tercer lugar de los ingresos totales en el agregado de todos los departamentos, después de las transferencias de la nación y los ingresos tributarios (Martínez & Sarmiento, 2024).

Los Gobiernos nacionales anteriores han realizado avances importantes en materia de política pública, orientados a incorporar la transición energética[1] como parte de la estrategia para cumplir con los compromisos climáticos y de descarbonización de la economía. El actual Gobierno de Gustavo Petro ha priorizado esta agenda e incorporado la transición energética como uno de los ejes estratégicos del Plan Nacional de Desarrollo 2023-2026, así como en la Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia, elaborada por el Ministerio de Minas y Energía, y en el Conpes sobre la Política Nacional de Reindustrialización (Documento N.º 4129, de 2023), entre otros.

Sin embargo, persiste la falta de una visión articulada, intersectorial y de largo plazo que permita consolidar una política pública estable y sostenible para gestionar el futuro del petróleo en el país, cuya salida progresiva estará marcada principalmente por las transformaciones del mercado energético global. A esto se suma la ausencia de una estrategia local impulsada desde los Gobiernos subnacionales y las poblaciones que anticipe modelos de desarrollo territorial más allá de la actividad petrolera. En este escenario, una transición energética justa debe erigirse como política de Estado, estableciendo marcos claros que brinden certidumbre y orientación estratégica a los actores públicos y privados.

Este documento se estructura en tres secciones. La primera describe los distintos escenarios de demanda y precios internacionales del petróleo en función del avance de las políticas climáticas. La segunda analiza la situación de Colombia —producción, reservas, balanza de pagos e impacto territorial— a la luz de las decisiones de política energética nacional y de la dinámica internacional. La tercera sintetiza las conclusiones y sitúa la discusión en las particularidades estructurales del sector colombiano y en las tendencias del mercado global, para proponer estrategias que orienten una transición energética justa en el país.

1 El Departamento Nacional de Planeación formuló el Conpes N.º 4075 de 2022 sobre transición energética, y la Ley N.º 1715 de 2014 estimula las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) y crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge).

1. Perspectivas globales del petróleo

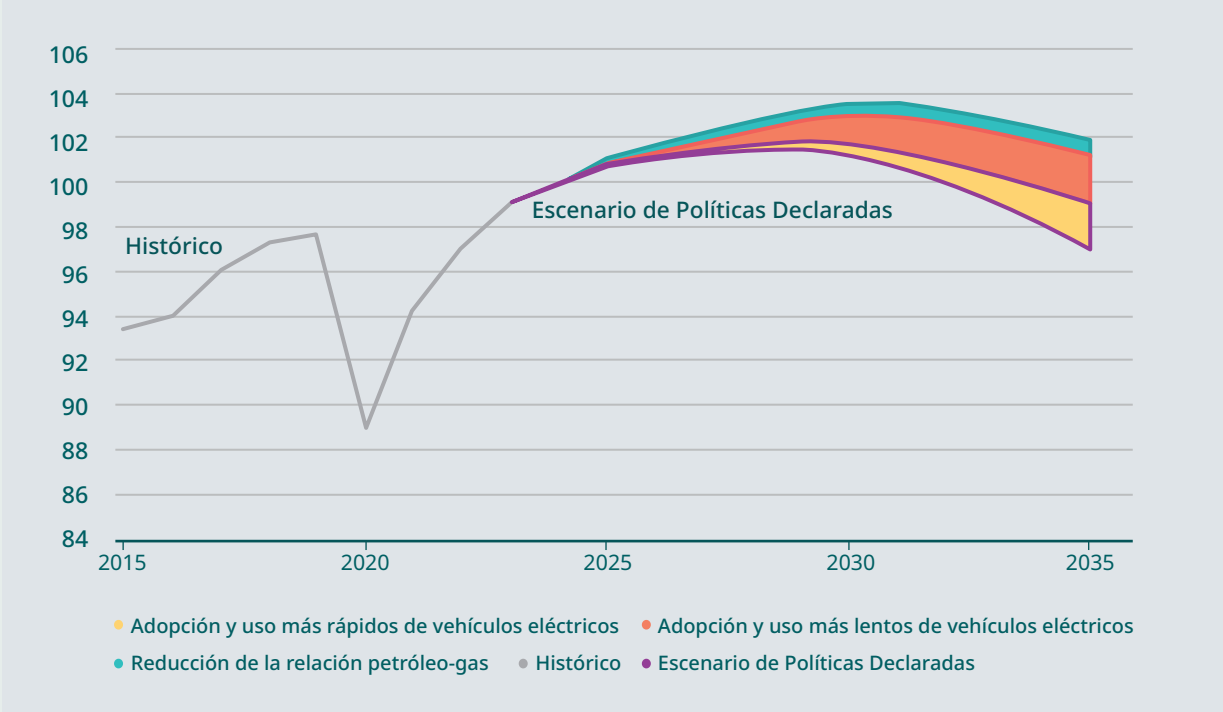
Demanda

La demanda global de petróleo aún no ha alcanzado su pico máximo, pero podría hacerlo alrededor de 2030. Este posible cambio de tendencia tendría implicaciones significativas sobre los precios y la rentabilidad de los proyectos petroleros, sobre todo los que tienen costos de producción relativamente altos.

Según el informe *Perspectivas energéticas mundiales 2024* de la Agencia Internacional de la Energía (AIE; IEA en inglés), incluso en el escenario más conservador, el de Políticas Declaradas (Stated Policies Scenario), se prevé que la demanda global de petróleo alcanzará su punto máximo hacia el año 2030. En escenarios más optimistas, se considera que la demanda podría alcanzar su máximo antes de 2030 y experimentar una caída más pronunciada (AIE, 2024).

El retraso en alcanzar el pico de la demanda se explica por dos dinámicas contrapuestas. Por un lado, varios países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) están reduciendo de manera sostenida su demanda, pero, al mismo tiempo, otros países la están aumentando, como China e India. En el caso de China, se estima que el país alcanzará el pico de la demanda hacia 2027 y que esta se mantendrá estable después.

Gráfica 1. Perspectiva de la demanda global de petróleo en el escenario de Políticas Declaradas por los países (millones de b/d)



Fuente: AIE (2024).

Según la AIE, la velocidad de adopción del transporte eléctrico es un factor clave en la caída de la demanda global. Si esta adopción es rápida, la demanda global se moverá en la franja de color amarillo; si es menos acelerada, seguirá la franja de color naranja. También se tiene en cuenta la caída de la demanda como resultado de la sustitución del petróleo por el gas (franja de color violeta). En resumen, la AIE estima que, según los compromisos anunciados por los Gobiernos, la demanda de petróleo podría seguir la línea de tendencia de color celeste, que alcanzaría su máximo en 2030 para comenzar a declinar después.

Para la AIE (2024), antes de 2030, más de la mitad de la electricidad global será limpia, aunque su despliegue será desigual en las distintas regiones. Esta tendencia, sumada al aumento de la electromovilidad, podría provocar que la demanda de petróleo se estanque a finales de esta década.

Oferta

Las proyecciones de la oferta de petróleo elaboradas por Rystad Energy[2] muestran una alta variabilidad en función del escenario climático considerado (Rystad Energy – Transition Risk Dashboard).

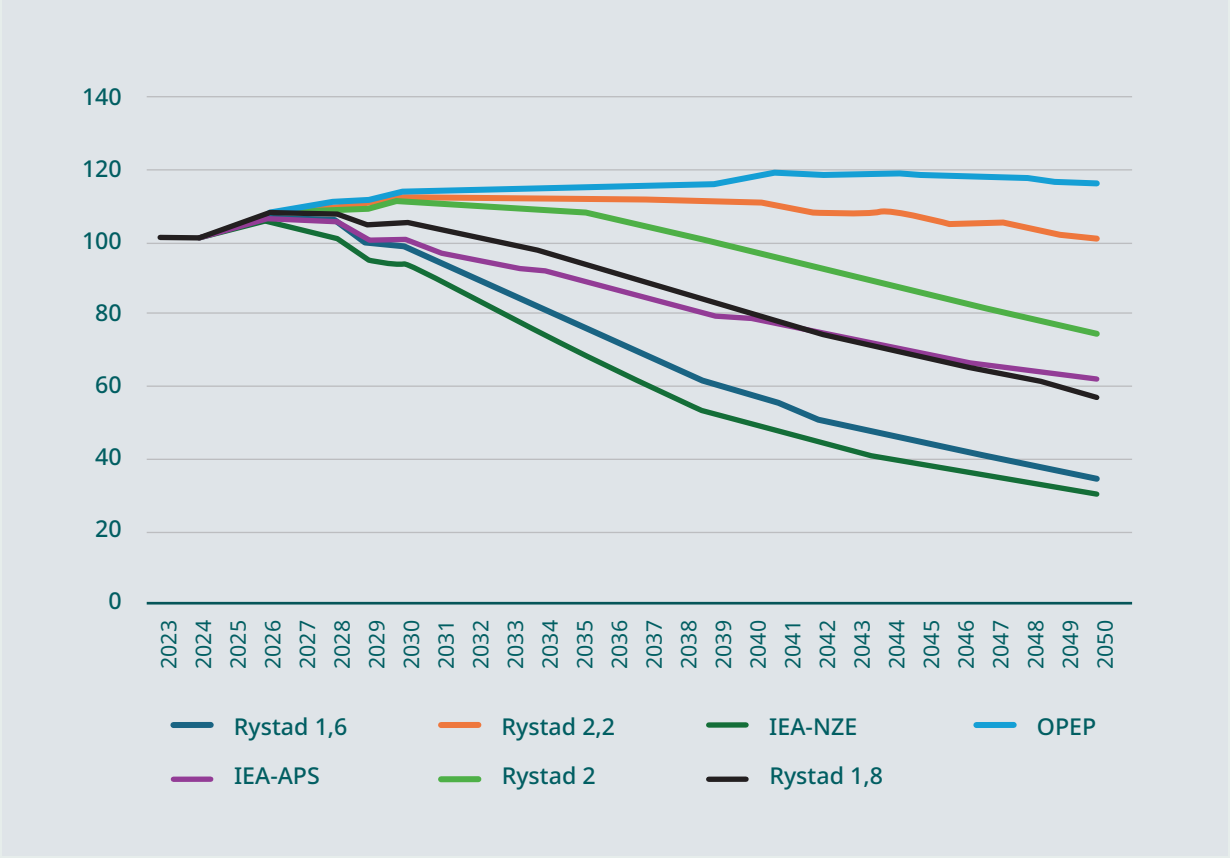
En el escenario Rystad 2 (línea de color verde), que supone una transición energética relativamente lenta y un aumento de la temperatura de hasta 2 °C, la producción mundial alcanzaría su punto máximo en 2031, con aproximadamente 109 millones de barriles por día (b/d). En contraste, en el escenario Rystad 1,6 (línea de color azul oscuro), que asume una transición acelerada para limitar el calentamiento global a 1,6 °C, la producción máxima se alcanzaría mucho antes, en 2026, con un volumen cercano a los 104 millones de b/d, y a partir de ese momento comenzaría a descender.

En los escenarios más ambiciosos en términos climáticos, como los de la AIE, se proyecta una caída aún más pronunciada de la producción. En el escenario de Compromisos Anunciados (Announced Pledges Scenario, IEA-APS, línea de color morado), la oferta mundial podría descender hasta unos 80 millones de b/d para el año 2040. Esta caída sería aún más pronunciada en el escenario de Cero Emisiones Netas (Net Zero Emissions, IEA-NZE, línea de color verde oscuro), en el que la producción descendería hasta unos 60 millones de b/d para ese mismo año, en consonancia con los compromisos globales para alcanzar la neutralidad de carbono.

Sin embargo, en escenarios más conservadores, como el de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo, línea de color celeste), se proyecta una trayectoria creciente de la producción de petróleo. Según esta proyección, la oferta mundial continuaría en ascenso hasta alcanzar unos 120 millones de b/d para el año 2040, lo que refleja una visión menos alineada con los compromisos climáticos internacionales.

2 Rystad Energy es una empresa independiente de investigación e inteligencia energética que proporciona datos y perspectivas. Es reconocida por contar con bases de datos actualizadas a nivel de proyectos que facilitan el análisis en temas relacionados con el petróleo, el gas y las energías.

Gráfica 2. Oferta global de petróleo para diferentes escenarios (millones de b/d)



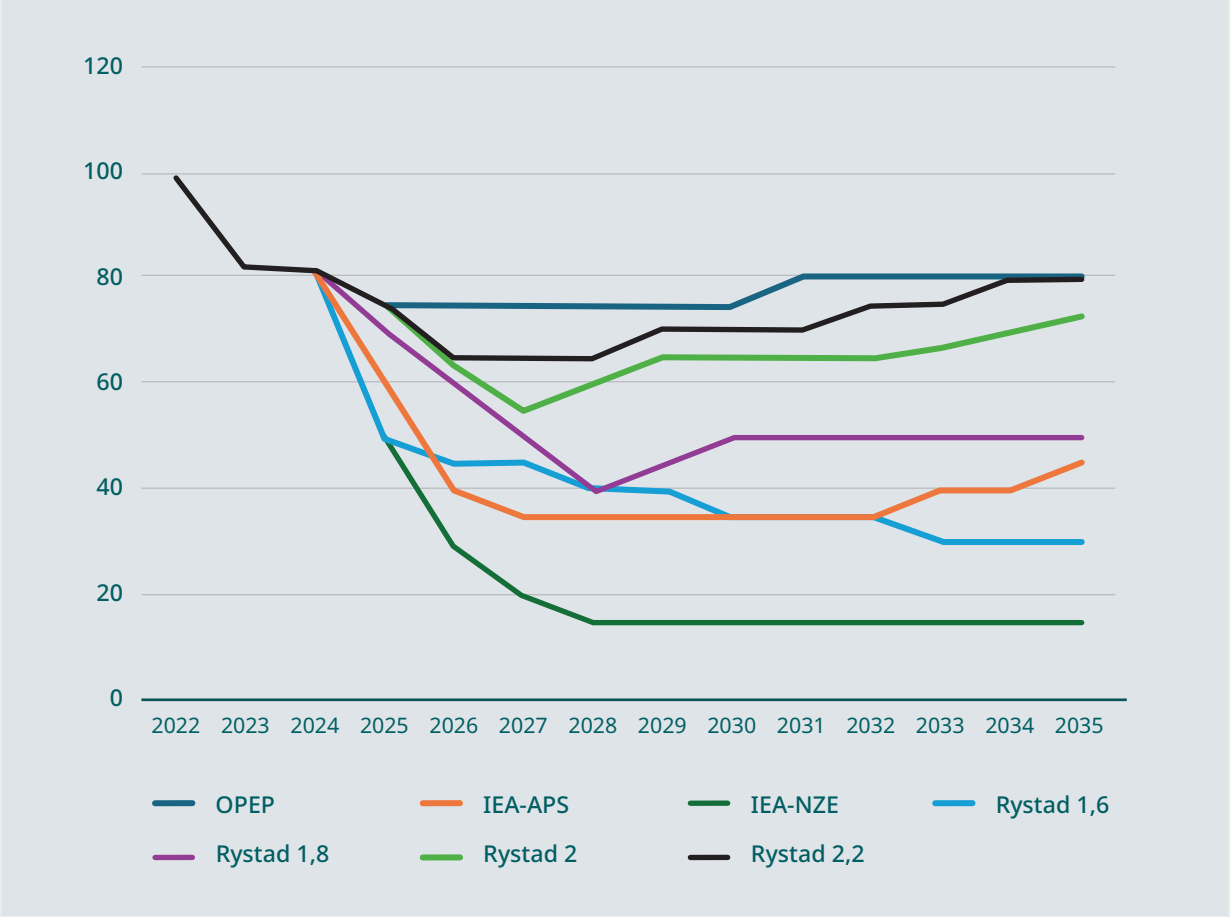
Fuente: elaborado por NRGI con datos de Rystad Energy – Transition Risk Dashboard.

En síntesis, el análisis de la demanda y la oferta global de petróleo indica que los esfuerzos de descarbonización y el avance de la movilidad eléctrica podrían dar lugar a una disminución sostenida de la demanda. Sin embargo, no se sabe a ciencia cierta cuándo ocurrirá el pico de demanda ni a qué velocidad se producirá la caída. Este alto nivel de incertidumbre supone un mayor reto para los países a la hora de tomar decisiones estratégicas de inversión o desinversión.

Precios

También existe una alta dispersión entre los distintos escenarios en las proyecciones de precios futuros del petróleo. No obstante, es evidente que una disminución de la demanda global estaría asociada a una tendencia a la baja de los precios. La gráfica 3 muestra las estimaciones de precios para el año 2035 realizadas por la AIE y por Rystad Energy. En los escenarios de transición moderada, como los Compromisos Anunciados de la AIE (IEA-APS, línea de color naranja) y Rystad 1,8 y Rystad 1,6 (líneas de color morado y celeste, respectivamente), se proyecta una trayectoria descendente, con precios que se situarían entre USD 37 y 50 por barril a partir de 2030. Incluso en los escenarios más conservadores, como el de la OPEP (línea de color azul oscuro), no se anticipa que el precio supere los USD 80 por barril en el horizonte analizado.

Gráfica 3. Proyecciones del precio del petróleo Brent por escenarios



Fuente: elaborado por NRGI con datos de Rystad Energy – Transition Risk Dashboard.

Aunque las proyecciones de la AIE y de Rystad Energy varían en función de la velocidad con la que el mundo adopte la transición energética, es importante tener en cuenta que el precio del petróleo también está sujeto a factores coyunturales, como las tensiones geopolíticas o las decisiones de los grandes productores. Por ejemplo, el anuncio de la OPEP de aumentar su producción en el primer semestre de 2025 provocó una caída de los precios que llevó la cotización del petróleo Brent a cerca de USD 60 por barril (Ospina, 2025).

2. Situación de los hidrocarburos en Colombia

2.1 Panorama económico y fiscal

Colombia no es un país petrolero de gran escala si se le compara con países como Arabia Saudita, Rusia, Estados Unidos o Venezuela. No obstante, su nivel de producción genera una dependencia relativa de los hidrocarburos y del carbón. Tanto la estructura de la balanza de pagos como las finanzas públicas están estrechamente vinculadas a las dinámicas de la economía extractiva, y el sector petrolero tiene una incidencia fundamental en el ámbito fiscal.

En 2020, año marcado por la crisis tras la pandemia, el aporte fiscal de la cadena de hidrocarburos ascendió a COP 16,3 billones, equivalentes al 12 % de los ingresos corrientes del Gobierno central (ACP, 2021, citado por Procuraduría General de la Nación, 2024).

En 2022, la extracción de petróleo y gas aportó el 4,0 % del PIB y la refinación el 1,4 %, sumando alrededor del 5,4 % del PIB nacional. De este total, Ecopetrol representó el 3,8 %. En 2023, el sector hidrocarburos en conjunto se redujo al 4,6 % del PIB (3,1 % extracción y 1,5 % refinación), de los cuales Ecopetrol explicó el 3,4 % (Ecopetrol, 2024b, con base en DANE y ANH).

En 2023, desde una perspectiva fiscal, el aporte de Ecopetrol alcanzó una cifra histórica de COP 58 billones, equivalente al 11 % del Presupuesto General de la Nación (Ecopetrol, 2024a).

En 2024, los aportes totales del sector se estimaron en COP 70 billones (4 % del PIB) (ACP, 2025). De este monto, Ecopetrol contribuyó con COP 42 billones, una cifra cercana al 2 % del PIB (Medina, 2025).

Las cifras presentadas demuestran la fuerte dependencia de las finanzas públicas respecto al sector de hidrocarburos y, en particular, a Ecopetrol, lo que evidencia la alta vulnerabilidad de la economía colombiana frente a la volatilidad de los precios internacionales del petróleo.

El precio de equilibrio (*breakeven*) para la producción de crudo en Colombia se estima entre USD 40 y 45 por barril (Ministerio de Minas y Energía, 2025; Smith, 2023). Este valor se ve influenciado por la alta proporción de crudos pesados o de bajo grado API, cuya extracción y procesamiento son más costosos. A ello se deben sumar los costos asociados a la recuperación terciaria, una estrategia promovida por el Gobierno de Petro para incrementar la producción, al decidir suspender el otorgamiento de nuevos contratos de exploración. Esto implica un aumento de los costos operativos, principalmente porque en Colombia los pozos son más profundos y esto genera mayores niveles de inversión para aumentar o mantener las tasas de producción (Walia, Sai Krishna, & Rath, 2025).

En comparación, los países del Medio Oriente tienen un precio de equilibrio promedio de USD 27 por barril en proyectos *onshore* (Erlingsen & Busby, 2024). Aunque el *breakeven* colombiano

es más bajo que el de Estados Unidos, donde en 2024 se estimó en USD 62 por barril en la cuenca Midland Pérmica y USD 64 en la cuenca Delaware (U.S. Energy Information Administration, 2025), sigue siendo mayor que el de Brasil, cuyo promedio oscila entre USD 25 y 30 por barril (Leppert & Menten, 2024). Esto sitúa a Colombia en una posición de desventaja relativa en términos de competitividad internacional, especialmente en contextos de alta volatilidad de precios.

Además, la situación de las empresas petroleras en Colombia se complicó tras la aprobación de la reforma tributaria de 2022 (Ley N.º 2277), que introdujo un gravamen escalonado que aumenta la carga fiscal a medida que sube el precio del Brent y que eliminó inicialmente la posibilidad de deducir las regalías del impuesto sobre la renta, lo que eleva el precio de equilibrio (Smith, 2023). Esta reforma, orientada a fortalecer la progresividad del sistema tributario, se consideró necesaria en un contexto de presión fiscal derivada de la pandemia de COVID-19 y de la necesidad de garantizar la sostenibilidad de las finanzas públicas.

La Corte Constitucional avaló la constitucionalidad del gravamen escalonado en su Sentencia N.º 420 de 2024, pero declaró inexequible la norma que prohibía la deducción de las regalías, en coherencia con la jurisprudencia establecida en la Sentencia C-489 de 2023. La Contraloría General de la República ha argumentado que esta incertidumbre jurídica y tributaria sigue afectando la viabilidad económica del sector (Espinoza *et al*., 2024).

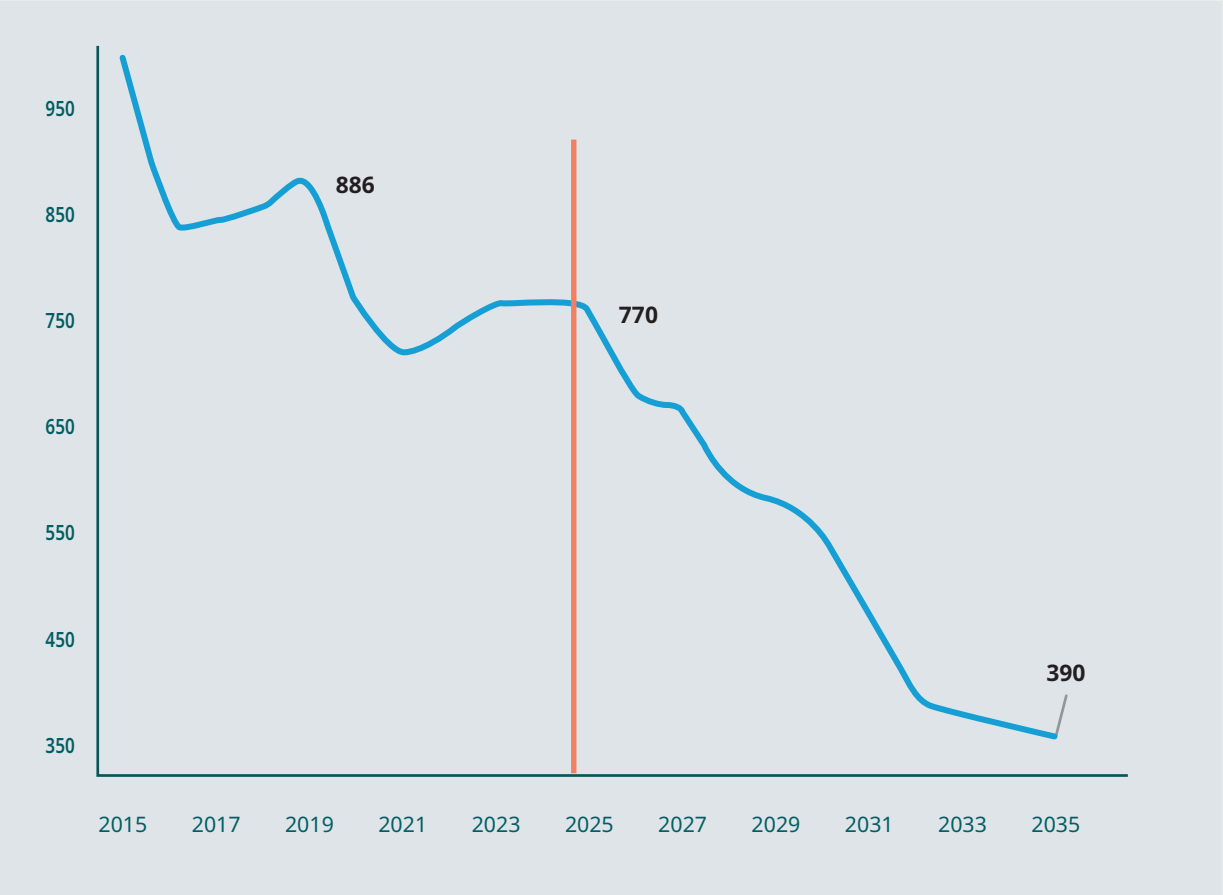
El desplome del precio del petróleo durante el primer semestre de 2025, que lo ha llevado a niveles cercanos a los USD 60 por barril, ya ha afectado a algunos proyectos en Colombia. El presidente de Ecopetrol ha advertido de la posible clausura de campos cuyo *breakeven* se calcula en USD 73 y ha anunciado que la compañía se centrará en operaciones con menores costos (Pinto, 2025). De forma similar, la empresa GeoPark también ha anunciado desinversiones en activos de Colombia y Brasil como parte de una estrategia para lograr un crecimiento rentable, confiable y sostenible (Sandoval, 2025).

2.2 Producción

En 2024, Colombia fue el cuarto productor de petróleo de América Latina, después de Brasil, México y Argentina (Walia *et al*., 2025). La producción promedio de crudo fue de 750 000 b/d, y más del 80 % de este volumen provino de campos que han agotado más de la mitad de sus reservas iniciales, lo que evidencia el alto grado de madurez de los yacimientos del país. A nivel regional, el departamento del Meta aportó el 55 % de la producción nacional, seguido por Casanare (16 %), Arauca (7 %), Santander (5 %), Boyacá (4 %) y Putumayo (3 %).

Entre 2017 y 2023, Colombia mantuvo niveles de producción cercanos a los 800 000 b/d, sin lograr revertir la tendencia decreciente que arrastra desde hace más de una década (ANH, s. f. – c). Las proyecciones refuerzan esta perspectiva: según Rystad Energy, en 2030 la producción podría caer a 560 000 b/d, es decir, un 27 % menos que en 2024, y para 2035 la reducción superaría el 50 % frente al mismo año.

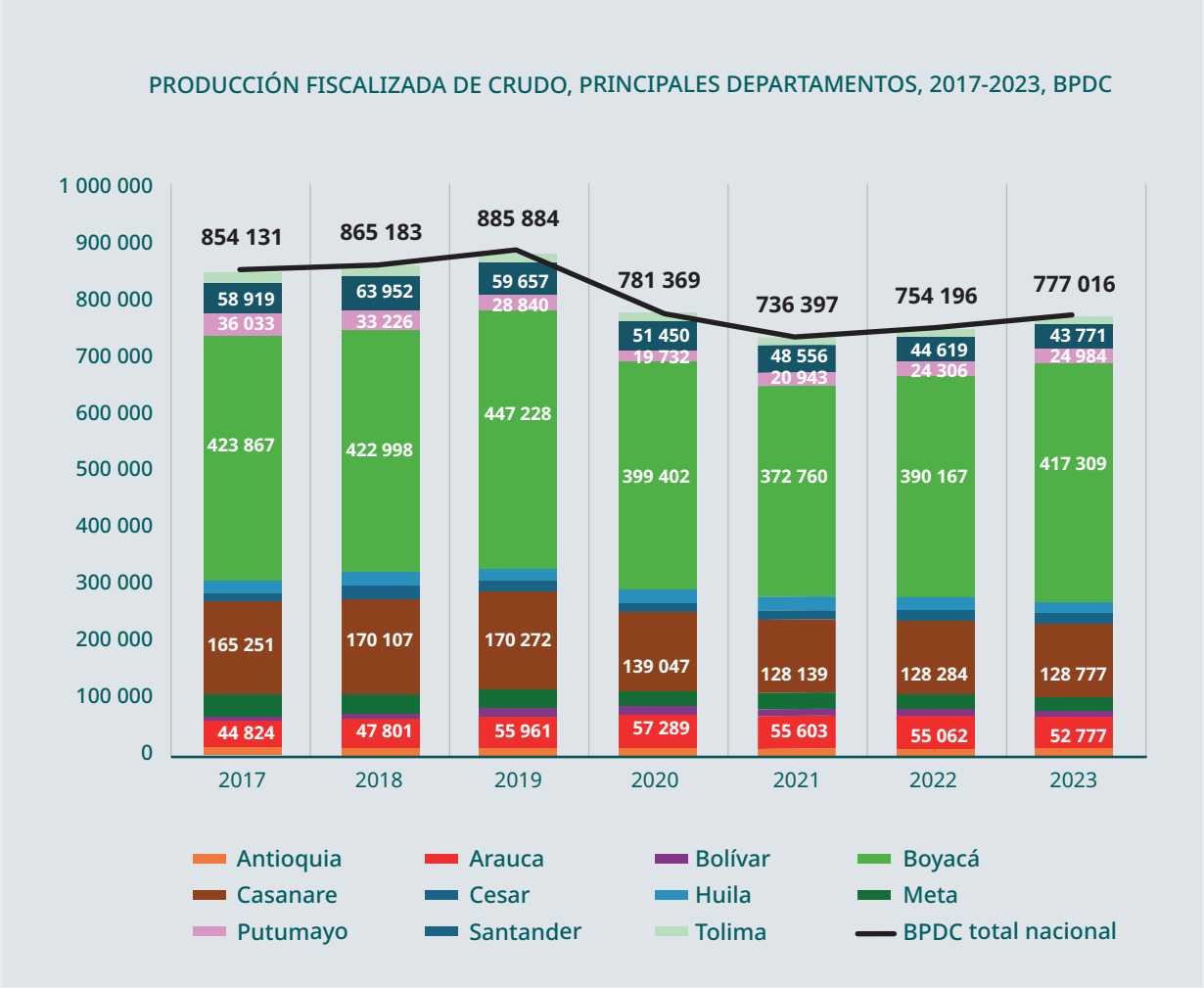
Gráfica 4. Producción de petróleo en Colombia, histórico y proyecciones (miles de b/d)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Rystad Energy UCube.

La disminución de la producción ha afectado de manera diferente a los departamentos productores. Como se observa en la gráfica 5, el Meta y Casanare han sido históricamente los principales productores, y en ambos casos se aprecia una disminución. En el caso del Meta, la producción pasó de 427 000 b/d en 2017 a 390 000 b/d en 2022, lo que representa una disminución del 8,6 %. No obstante, en 2023 se registró un repunte, con un aumento a 417 000 b/d, impulsado por el incremento de la producción en el campo Caño Sur, operado por Ecopetrol en Puerto Gaitán. En Casanare, la caída ha sido más sostenida, con una reducción del 22 % en el mismo periodo, al pasar de 165 000 b/d en 2017 a 128 000 b/d en 2023, lo que refleja una pérdida progresiva de la capacidad productiva.

Gráfica 5. Producción de petróleo en Colombia por departamento (b/d)



Nota. BPDC: barriles por día calendario.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de producción fiscalizada de crudo, ANH, 2017-2023 (ANH, s. f. – c).

Además del declive general, Colombia se enfrenta a una coyuntura global que podría influir en su dinámica productiva. En 2024, el crudo pesado (*heavy sour*) representó el 50 % de la producción total. Factores geopolíticos recientes, como las sanciones a Venezuela y la caída de la producción en México, han llevado a Estados Unidos a buscar nuevos proveedores de crudo pesado para abastecer su sistema de refinación, lo que ha elevado el precio internacional y ha renovado el interés por el petróleo colombiano (Walia *et al*., 2025). No obstante, para aprovechar esta coyuntura, el país tendría que superar sus barreras estructurales: el progresivo agotamiento de sus campos, el estancamiento de la exploración y la decisión gubernamental de no adjudicar nuevos contratos. Por ello, a corto plazo, es poco probable que Colombia logre aprovechar esta oportunidad.

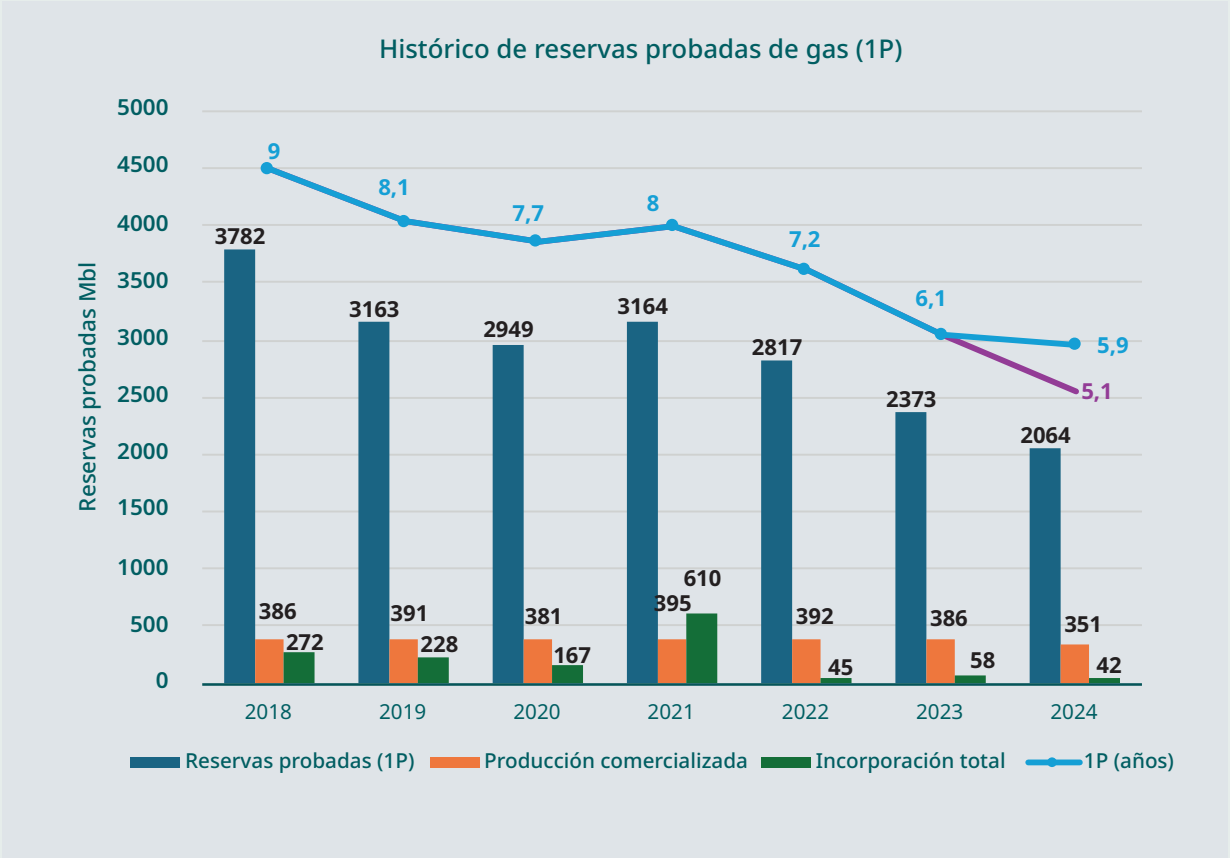
Esta tendencia decreciente en la producción también podría interpretarse como una ventana de oportunidad para acelerar la transición energética justa (TEJ), ya que exigiría tanto al Gobierno nacional como a los entes territoriales anticipar un escenario pospetróleo y diseñar estrategias de diversificación económica. No obstante, esta conclusión se enfrenta a dos tensiones principales.

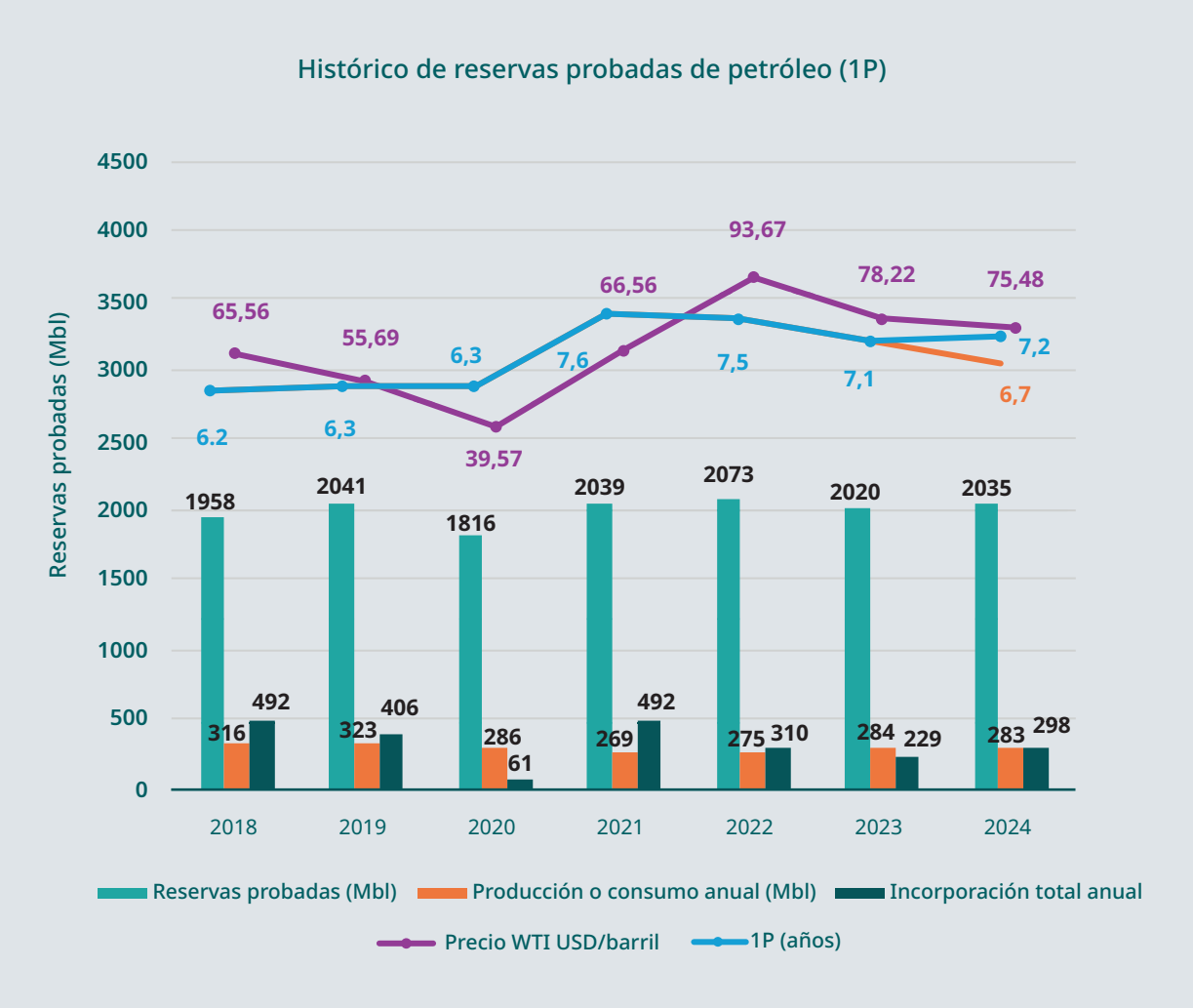
Por un lado, el Gobierno del presidente Petro ha expresado su intención de aumentar la producción nacional hasta alcanzar un millón de barriles diarios (Bloomberg, 2024), aunque no ha especificado en qué regiones se lograría ese incremento. Por otro lado, alcanzar dicha meta en los departamentos históricamente productores se enfrenta a obstáculos estructurales, ya que se trata de campos maduros con costos de producción relativamente altos y sin descubrimientos significativos en los últimos años, a pesar de las inversiones en exploración. Esto refuerza la necesidad de planear una transición ordenada, pero también pone de manifiesto la contradicción entre el discurso político reciente, que apuesta por aumentar la producción, y la realidad operativa del sector.

2.3 Reservas

Históricamente, Colombia no ha destacado por tener grandes reservas de hidrocarburos. A nivel mundial, ocupa el puesto 34 y, en América Latina, el 5 (Ministerio de Minas y Energía, 2024). En el último año, la relación entre las reservas 1P (probadas) y la producción aumentó a 7,2 años, con 2035 millones de barriles (Mbl), mientras que las reservas de gas disminuyeron, pasando de 6,1 a 5,9 años. La relación con las reservas 2P (probables) es de 574 Mbl y con las reservas 3P (posibles), de 483 Mbl. El 72 % de las reservas son petróleo y el 26 %, gas. El resto son condensados y líquidos. Además, el 15 % de las reservas se encuentran en aguas profundas y el 85% en tierra (ANH, 2025).

Gráfica 6. Reservas probadas de gas y petróleo

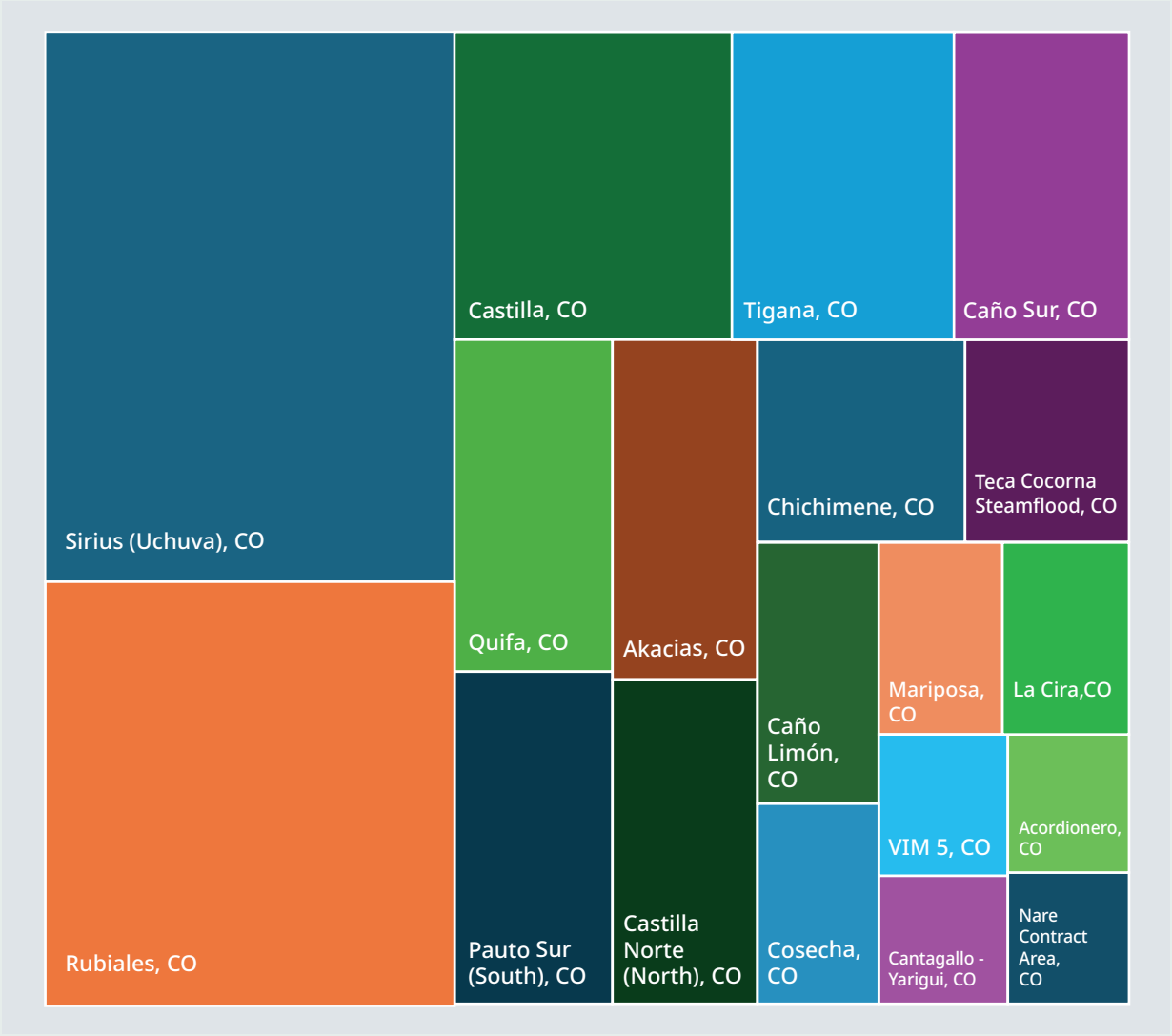




Fuente: ANH (2025).

En términos de campos, 20 proyectos representan el 70 % de las reservas. La reciente confirmación del campo Sirius (anteriormente conocido como Uchuva), un proyecto de gas en aguas profundas, se calcula que será la principal reserva y que representará el 15 %. Le siguen los campos Rubiales, con el 11,5 %, y Castilla, con el 5,7 %.

Gráfica 7. Principales reservas de petróleo y gas en Colombia



Fuente: elaboración propia con información de Rystad Energy UCube.

Ecopetrol posee el 72,3 % de los campos, Canacol el 21,8 % y el 6 % restante corresponde a otros. Si se concreta la compra de los activos de Canacol en Colombia, Ecopetrol pasaría a tener el 94 % de la producción nacional (Espinoza *et a*l., 2024).

2.4 Exportaciones e importaciones

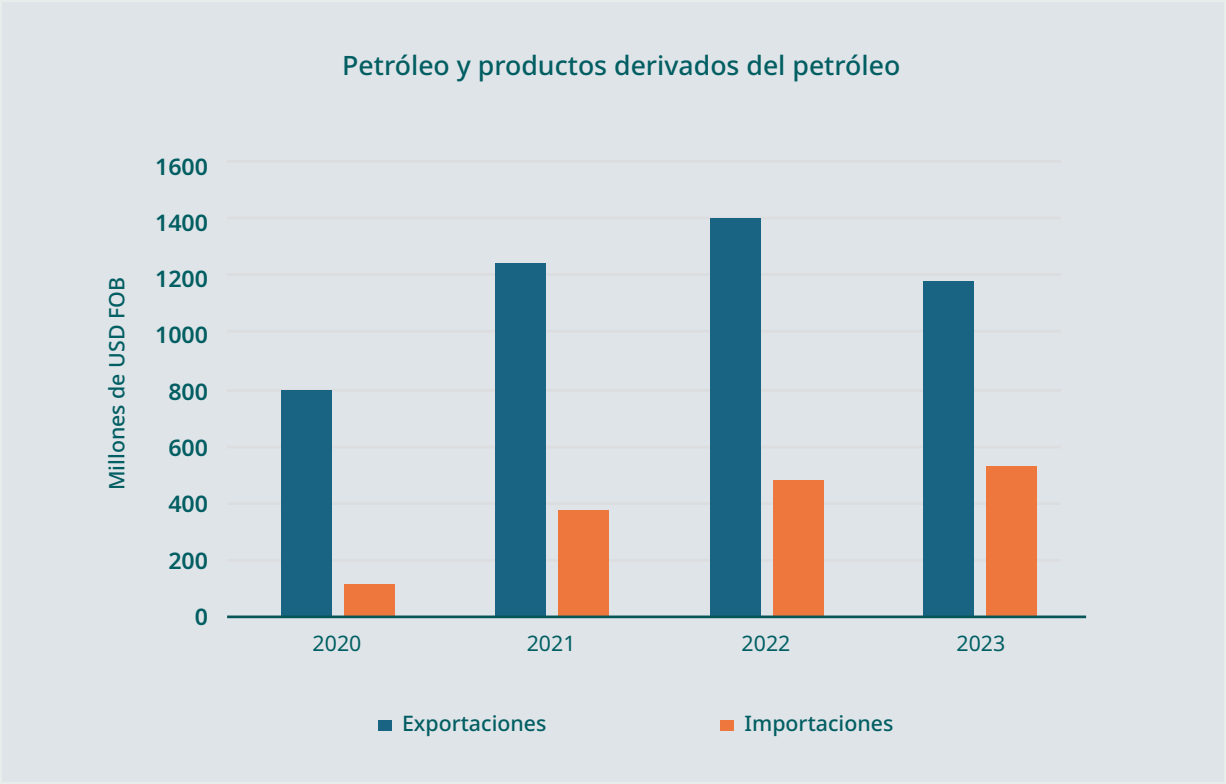
Entre 2020 y 2023, las exportaciones de petróleo y sus derivados representaron en promedio el 27,2 % de las exportaciones totales del país, seguidas por las de carbón térmico, metalúrgico y coque, con un 20 %. Según el DANE (2024), en 2023 las exportaciones de petróleo y minerales representaron el 52,3 % de la balanza comercial, lo que evidencia que más de la mitad de la canasta exportadora se basa en productos primarios altamente expuestos a la volatilidad de los mercados internacionales y sin valor agregado. Como se ha mencionado, el tipo de crudo colombiano es pesado, lo que implica una mayor complejidad en su refinación y, por tanto, se comercializa con descuento frente a otros crudos más livianos.

Colombia exporta petróleo principalmente a Estados Unidos, Panamá, China, India y España (OEC, s. f.). Estos mercados presentan tres riesgos estratégicos: (1) concentración limitada (la cartera de compradores es reducida y poco diversificada); (2) vulnerabilidad geográfica (los consumidores podrían optar por crudos de proveedores cercanos o más livianos); y (3) riesgo anticipado (la demanda podría disminuir antes del declive global debido a preferencias por petróleos con menor contenido de azufre). Esta situación expone al país a un posible desequilibrio en la balanza de pagos e ingresos de divisas por la disminución de las exportaciones de petróleo y de la demanda.

El país también debe importar petróleo y derivados para abastecer el mercado interno de combustibles y aceites. Es necesario importar gasolina de alto octanaje, *jet* y diésel de alta calidad para satisfacer la demanda y cumplir con la normatividad colombiana sobre la calidad. Según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2022, citada por el Ministerio de Minas y Energía, 2024), entre 2006 y 2021 se exportó el 60,52 % de la extracción primaria de petróleo y las transferencias. En ese mismo periodo, casi la totalidad del petróleo restante (39,07 %) se destinó a procesos de refinación.

La gráfica 8 muestra el aumento de las importaciones, impulsado por la creciente demanda interna de combustibles. Aunque el consumo de gasolina corriente disminuyó en 2024 debido al alza de precios por el desmonte del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) proyecta que hacia 2030 será necesario cubrir con importaciones estructurales hasta el 35 % de la demanda de gasolina corriente, el 10 % de la demanda de diésel y el 16 % de la demanda de Jet A-1, en un contexto de crecimiento anual promedio de la demanda total de combustibles del 1,8 %. Ecopetrol ha señalado que no tiene previsto ampliar la capacidad de refinación de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja (Ruiz, 2025).

Gráfica 8. Petróleo, productos derivados del petróleo y productos conexos



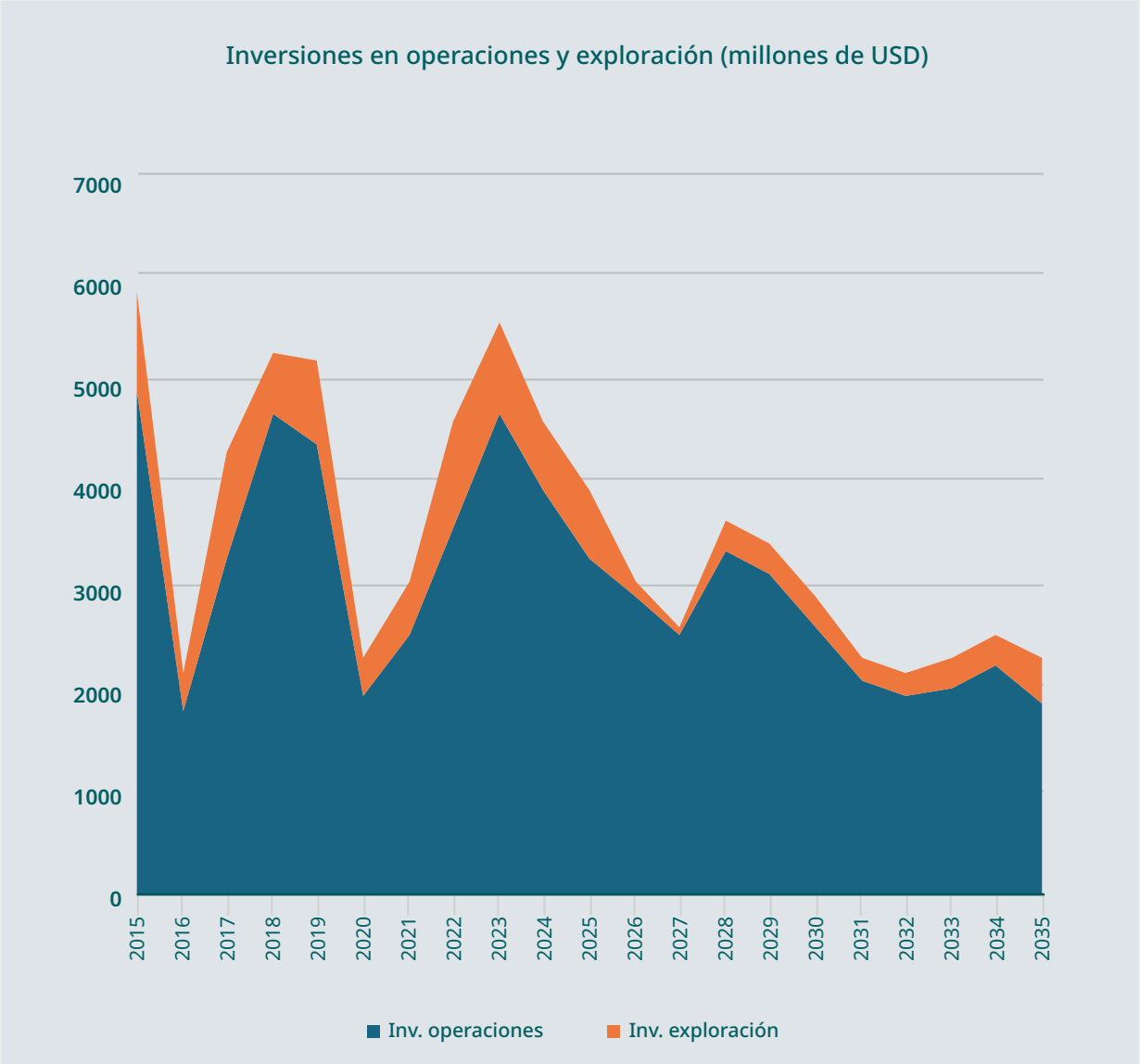
Nota. FOB (*free on board*): precio de venta de los bienes embarcados a otros países, puestos en el medio de transporte, sin incluir valor de seguro y fletes
Fuente: elaboración propia con datos del DANE (s. f.).

También han aumentado recientemente las importaciones de gas. Según Campetrol (2024), durante el segundo semestre de 2024, el volumen total de gas natural disponible en el país, resultado de la suma de la producción nacional y las importaciones, fue de 1149,4 millones de pies cúbicos por día (MPCD), lo que supuso una disminución del 3,9 % con respecto al mismo periodo de 2023. Las importaciones aumentaron un 50,7 %, al pasar de 134,4 a 223,4 MPCD. En el total del año 2024, las importaciones aumentaron en 133,7 MPCD, al pasar de 80,4 a 214,1 MPCD, lo que equivale a un crecimiento del 166,4 %.

2.5 Exploración y explotación de hidrocarburos

Colombia ha tenido importantes inversiones en exploración y producción durante la última década. Según información de Rystad Energy, la inversión promedio anual fue de USD 4247 millones, de los cuales el 17 % se destinó a exploración. Aunque Colombia lidera la exploración terrestre en América Latina, los volúmenes descubiertos hasta el momento no han sido lo suficientemente significativos como para revertir la tendencia decreciente de la producción (Rystad Energy, 2025b). Las proyecciones de Rystad para el periodo 2025-2035 indican que la inversión disminuirá a un promedio anual de USD 2790 millones, de los que solo el 10 % se destinará a exploración.

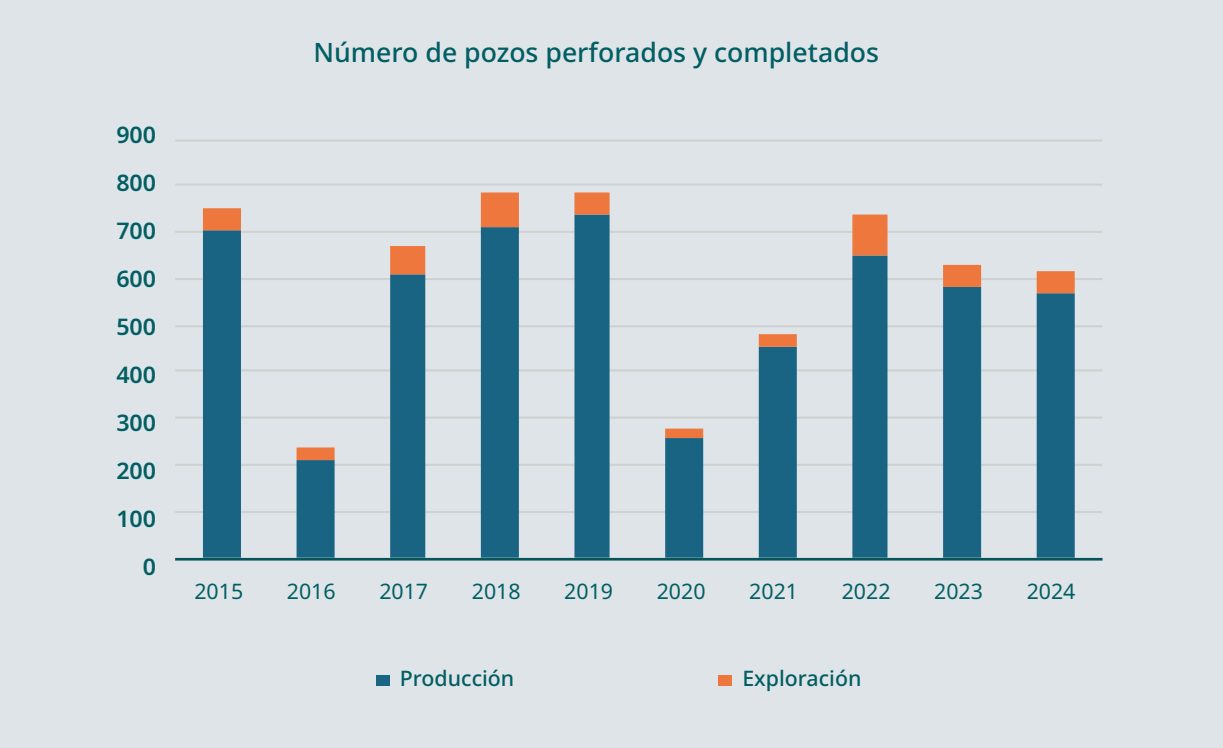
Gráfica 9. Inversiones en exploración y producción



Fuente: elaboración propia a partir de datos de Rystad Energy UCube.

Un indicador del dinamismo del sector es el número de pozos de producción y de exploración. En el periodo 2021-2025 se perforaron en Colombia, en promedio, 563 pozos de producción, cifra inferior a la del periodo 2017-2019, que fue de 686 pozos.

Gráfica 10. Número de pozos perforados y completados

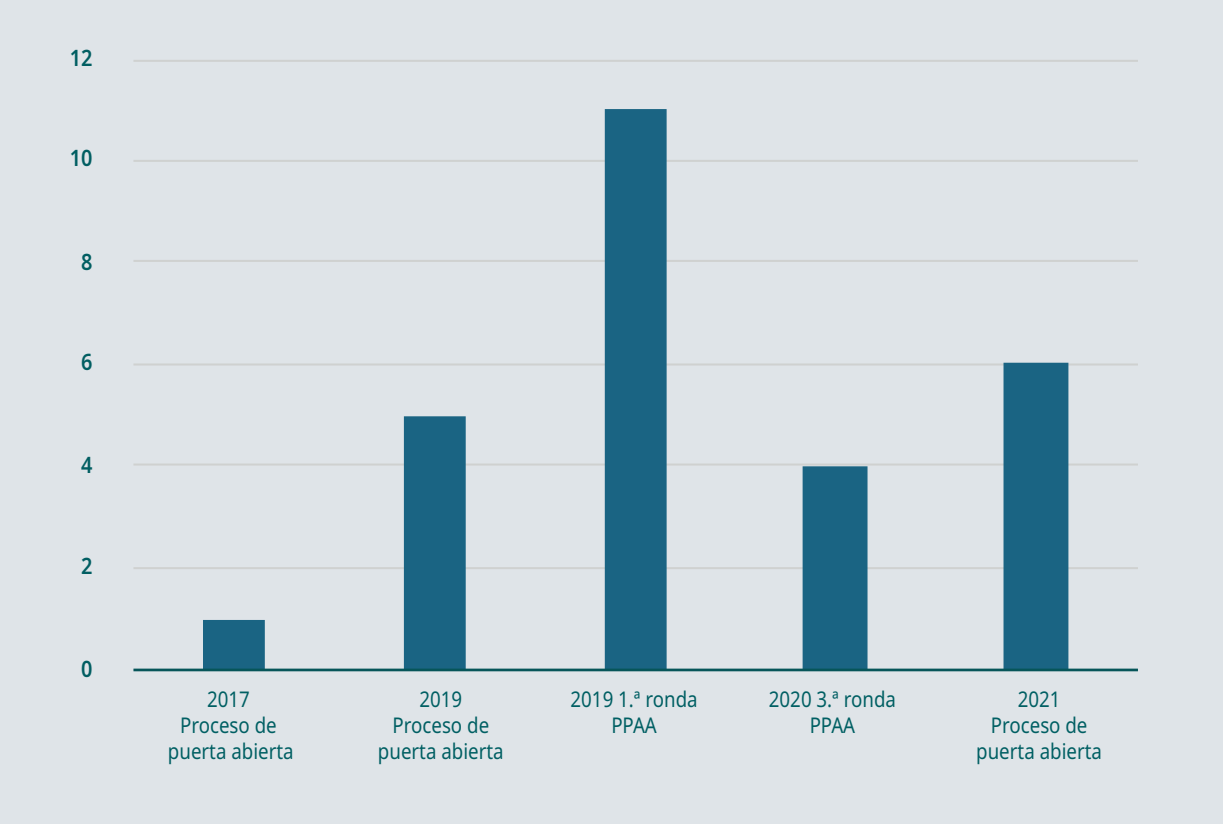


Fuente: elaboración propia a partir de datos de Rystad Energy UCube.

Cabe destacar el reducido número de pozos de exploración de la última década y de los últimos años. En 2014 había 113 pozos exploratorios, cifra que cayó a 48 en 2019, antes de la pandemia. Entre las razones de esta situación se encuentran la crisis de precios de 2016 y 2020, la nula asignación de áreas y los bloqueos, y otras (Urrego, 2021). Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, s. f. – b), en 2024 se perforaron 34 pozos exploratorios, lo que supone una disminución del 33,3 % (17 pozos menos) con respecto a 2023, cuando se perforaron 51, y del 60,9 % (53 pozos menos) en comparación con 2022, el año del pico pospandemia.

Este hecho confirma las dificultades que tiene Colombia para mantener sus niveles históricos de producción. Los procesos de asignación de áreas mediante procedimientos competitivos se reactivaron durante el Gobierno de Iván Duque y, entre 2019 y 2022, se firmaron más nuevos contratos que en otros periodos. Estos resultados superaron con creces los obtenidos en el Gobierno de Juan Manuel Santos. Durante el Gobierno de Duque, mediante un nuevo Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), se logró atraer inversiones para la exploración y producción continental, costa afuera (*offshore*) y de recobro mejorado. Rystad Energy (2025a) estima que la producción caerá un tercio en 2040 si no se producen nuevos descubrimientos en el país.

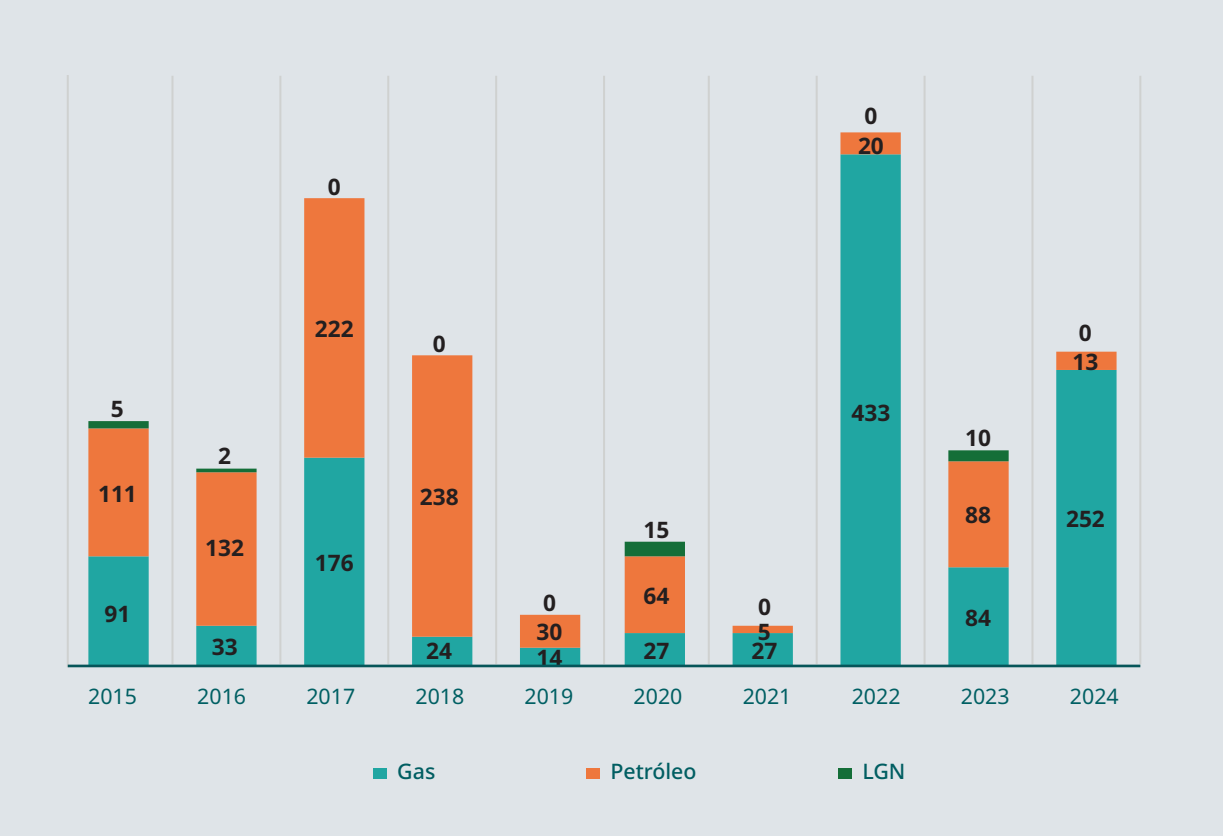
Gráfica 11. Rondas de licitación



Nota. PPAA: Proceso Permanente de Asignación de Áreas.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Rystad Energy UCube.

La decisión de la administración Petro de suspender el otorgamiento de nuevos contratos de exploración ha suscitado grandes discusiones, ya que el país se enfrenta a una situación de declive estructural. Por ello, aumenta la preocupación por la seguridad energética (Morales, 2024; Espinoza *et al*., 2024). Según la CGR (Espinoza *et al*., 2024), el verdadero indicador de la evolución de las reservas es la incorporación de las que se clasifican como nuevas. Según datos de la ANH, en los últimos cinco años se han encontrado apenas 47 millones de barriles, una cifra pequeña si se considera que el promedio de producción petrolera es de 318 millones de barriles anuales. Los descubrimientos han sido principalmente de gas costa afuera.

Gráfica 12. Descubrimientos de petróleo, gas y líquidos (millones de BOE)



Nota. BOE: barriles equivalentes de petróleo (*barrels of oil equivalent*).
Fuente: elaboración propia a partir de datos de Rystad Energy UCube.

La Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia (Ministerio de Minas y Energía, 2025) afirma que, en cualquier caso, en un escenario de transición, el país debe asegurar que la actividad exploratoria, las reservas de hidrocarburos y los volúmenes de producción se mantengan en las proporciones necesarias para garantizar la seguridad económica y energética.

En este sentido, el Gobierno expidió el Acuerdo 06 de 2023, con el que pretende potenciar la contratación vigente y aumentar la actividad exploratoria en las áreas ya asignadas, sin necesidad de extenderse a otras, con el fin de mantener y aumentar las reservas de petróleo y gas, y garantizar así la autosuficiencia y la sostenibilidad energética del país.

Conclusiones

La industria petrolera de Colombia se enfrenta a importantes retos en el contexto internacional, ya que se prevé una menor demanda y precios más bajos en el futuro. También se observan dificultades para aumentar la producción de petróleo, que viene disminuyendo desde 2015. Según las proyecciones de Rystad Energy, en 2030 Colombia produciría 560 000 b/d, un 27 % menos que en 2024 (771 000 b/d), y en 2035, un 50 % menos. Por tanto, no parece razonable que Colombia reduzca aún más la producción de petróleo en el corto plazo, dado que esta ya está experimentando una disminución natural.

Colombia aún tiene potencial por desarrollar, pero las posibilidades de hacerlo e incrementar la producción plantean importantes desafíos relacionados con el bajo éxito exploratorio, la madurez de los campos actuales, las reducidas inversiones en exploración y los costos y la calidad del petróleo. A esto se suma el hecho de que las inversiones petroleras se enfrentan a un mayor riesgo de convertirse en activos varados[3] en un contexto de transición energética global.

Aunque los análisis sobre el impacto de la Administración Trump en el avance de la transición energética global en el corto plazo no son concluyentes, el precio del barril de petróleo ha caído a alrededor de USD 60 en 2025, lo que ha puesto en jaque a varios campos petroleros en Colombia. Esta situación pone en riesgo la situación fiscal del país y genera un desajuste en la balanza comercial, por lo que es fundamental trabajar con distintos escenarios de riesgos de transición, evaluarlos y adoptar medidas para mitigarlos.

El debate sobre la diversificación económica es esencial tanto a nivel macro como subnacional. Es crucial que el país y sus regiones reduzcan progresivamente su dependencia de los hidrocarburos. También se deben contemplar desde ya los escenarios de salida responsable de las empresas petroleras, con el fin de preparar al país y a los territorios mediante el establecimiento de marcos y medidas que permitan afrontar esta situación con justicia y equidad para los territorios y sus poblaciones. El objetivo debería centrarse en mitigar los riesgos financieros, ambientales, sociales, políticos e institucionales, y en adoptar estrategias que dejen alternativas económicas y socioambientales sostenibles para trazar el camino de una transición energética justa.

3 “Los activos varados son aquellos que se ven afectados por revaluaciones a la baja o que se convierten en pasivos como resultado de la transición hacia una economía baja en carbono. Estos activos pueden verse perjudicados por cambios en políticas o regulaciones, impactos reputacionales y transformaciones en los mercados y la tecnología [...] sus impactos varían según la región geográfica, el sector, los horizontes temporales y el grado de compromiso con los límites al aumento de la temperatura global” (CISL, 2019, p. 6).

Referencias

Acosta, J. (marzo 1 de 2023). Ecopetrol le dejó al país el equivalente a dos años de una tributaria. *Portafolio.* www.portafolio.co/negocios/empresas/ecopetrol-le-dejo-al-pais-el-equivalente-a-dos-reformas-tributarias-579229

ACP (Asociación Colombiana de Petróleo y Gas). (2025). *Tendencias de inversión en exploración y producción (E&P) de petróleo y gas en Colombia 2024 y perspectivas 2025: un sector estratégico en estado crítico*. acp.com.co/portal/download/informe-economico-tendencias-de-inversion-ep-en-petroleo-y-gas-2024-y-perspectivas-2025/?wpdmdl=32906&refresh=68b971502609d1756983632

AIE (Agencia Internacional de la Energía). (2024). *World energy outlook 2024.* www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024/executive-summary

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). (2005). *Contrato de exploración y explotación de hidrocarburos.* www.anh.gov.co/documents/13669/CHAZA_EXPLORACION_Y_EXPLOTACION_270605.pdf

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). (2024). *Informe anual de reservas y recursos IRR 2023.* www.anh.gov.co/es/noticias/informe-anual-de-reservas-y-recursos-irr-2023/

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). (2025). *Informe de recursos y reservas IRR 2024*. www.anh.gov.co/documents/27279/INFORME_IRR_2024.pdf

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). (s. f. – a). *Historia*. anh.gov.co/es/la-anh/historia/

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). (s. f. – b). *Sector colombiano del petróleo y el gas*. www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/anh/sector-colombiano-del-petr%C3%B3leo-y-el-gas/#:~:text=Colombia%20es%20uno%20de%20los,petr%C3%B3leo%20y%20gas%20natural%2C%20respectivamente

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) (s. f. – c). Estadísticas de producción. www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/

Bloomberg. (2024, 24 de mayo). Colombia planea aumentar la producción de petróleo impulsando más perforaciones. *La República*. www.larepublica.co/economia/colombia-planea-aumentar-la-produccion-de-petroleo-3867415

Campetrol. (2024). *Balance petrolero. Segundo semestre de 2024*. campetrol.org/documentos/Balance%20Petrolero%20S2_2024%20(2).pdf

Campetrol. (2025). *En el 2024, las exportaciones de petróleo y derivados fueron MUSD$15.024, superando el 30% de las exportaciones del país*. campetrol.org/2025/02/25/en-el-2024-las-exportaciones-de-petroleo-y-derivados-fueron-musd15-024-superando-el-30-de-las-exportaciones-del-pais/#:~:text=La%20C%C3%A1mara%20Colombiana%20de%20Bienes,(%24813%20MUSD%20FOB%20menos)

CISL (Cambridge Institute for Sustainability Leadership). (2019). T*ransition risk framework: Managing the impacts of the low carbon transition on infrastructure investments*. Reino Unido: Cambridge Institute for Sustainability Leadership. www.cisl.cam.ac.uk/system/files/documents/cisl-climate-wise-transition-risk-framework-report.pdf?utm_source=chatgpt.com

Congreso de la República. (2019). Texto definitivo Plenaria Cámara al Proyecto de Ley N.º 311 de 2019 Cámara – 227 Senado "Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 'Pacto por Colombia, pacto por la equidad'", Gobierno nacional, Bogotá. colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Articulado-Segundo-Debate-Plan-Nacional-de-Desarrollo.pdf

DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística). (2024). *Boletín técnico*. *Exportaciones enero-diciembre de 2023*. www.dane.gov.co/files/operaciones/EXPORTACIONES/bol-EXPORTACIONES-dic2023.pdf

DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística). (s. f.). Comercio Internacional. www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional

DNP (Departamento Nacional de Planeación). (2022). *Política de Transición Energética*. Documento Conpes N.º 4075. Bogotá.

DNP (Departamento Nacional de Planeación). (2023). *Política Nacional de Reindustrialización*. Documento Conpes N.º 4129. Bogotá.

Ecopetrol (2024a, 29 de febrero). *El grupo Ecopetrol registró la cifra más alta en producción de petróleo y gas*. www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/ecopetrol-reporto-destacados-resultados-operativos-y-financieros-en-2023ecopetrol-reporto-destacados-resultados-operativos-y-financieros-en-2023

Ecopetrol. (2024b). *Informe integrado de gestión 2023.* files.ecopetrol.com.co/web/esp/aga2024/IIG2023_VF_240424.pdf

Erlingsen, E., & Busby, E. (2024, 1 de octubre). *Shale project economics still reign supreme as cost of new oil production rises further*. Rystad Energy. www.rystadenergy.com/news/upstream-breakeven-shale-oil-inflation

Espinoza, C. *et al*. (2024, agosto). *Seguridad y confiabilidad energética en Colombia* (*2010-2026*). Contraloría General de la República. www.camara.gov.co/sites/default/files/2025-02/Doc-Seguridad-y-Confiabilidad-Energ%C3%A9tica-en-Colombia.pdf

Leppert, D., & Menten, F. (2024, 19 de septiembre). *ILX opportunities could help resolve Brazil's reserve replacement challenge*. Rystad Energy. www.rystadenergy.com/insights/ilx-opportunities-could-help-resolve-brazil-s-reserve-replacement-challenge?utm

Manley, D., & Heller, P. (2021). *Risky bet: National oil companies in the energy transition*. NRGI. resourcegovernance.org/sites/default/files/documents/risky-bet-national-oil-companies-in-the-energy-transition.pdf

Martínez, A., & Sarmiento, J. (2024). *La dependencia del país y de los territorios de los hidrocarburos y el carbón en Colombia y la necesidad de la diversificación de las exportaciones y de la producción ante la transición energética*. Documentos de antecedentes del Informe Nacional de Desarrollo Humano, 13. PNUD. indh2024.pnud.org.co/hd/papers/13-La-dependencia-del-pais-y-de-los-territorios-de-los-hidrocarburos-y-el-carbon-en-Colombia.pdf

Medina, M. (2025, 30 de mayo). Ecopetrol pesa casi 2% del PIB Nacional y pone por impuestos casi lo de una tributaria. *La República*. www.larepublica.co/economia/ecopetrol-pesa-casi-2-del-pib-nacional-y-pone-por-impuestos-casi-lo-de-una-tributaria-4145064

Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Diagnóstico base para la Transición Energética Justa*. www.minenergia.gov.co/documents/12591/DIAGN%C3%93STICO_BASE_PARA_LA_TRANSICI%C3%93N_ENERG%C3%89TICA_JUSTA_-_2024.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2025). *Hoja de Ruta para la Transición Energética Justa de Colombia*. Resumen ejecutivo. minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf

Morales, D. (2024, 22 de agosto). Sin plan de transición, advierten sobre riesgos en la seguridad energética. *Portafolio*. www.portafolio.co/energia/contraloria-advierte-riesgos-en-la-seguridad-energetica-611711

OEC (Observatorio de Complejidad Económica). (s. f.). Petróleo crudo en Colombia. oec.world/es/profile/bilateral-product/crude-petroleum/reporter/col

Ospina, D. (2025, 6 de mayo). El precio del petróleo se desplomó por decisión de la OPEP+ de aumentar la oferta. *La República*. www.larepublica.co/finanzas/el-precio-del-petroleo-se-desplomo-por-decision-de-la-opep-de-aumentar-la-oferta-4126583

Pinto, K. (2025, 12 de abril). Ecopetrol cerrará algunos campos luego de la reciente caída del precio del petróleo. *La República*. www.larepublica.co/economia/ecopetrol-cerrara-campos-ante-la-caida-del-precio-del-petroleo-4109679

Procuraduría General de la Nación. (2024). *Colombia y la transición energética: reflexiones y recomendaciones sobre una transición hecha a la medida de nuestro país*. www.procuraduria.gov.co/Documents/2024/Diciembre%202024/Colombia%20y%20la%20Transicio%CC%81n%20Energe%CC%81tica%20VF%20VF.pdf?utm_source=chatgpt.com

República de Colombia. (2023). Ley 2294. Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”. Bogotá: Congreso de la República.

Rystad Energy. (2025a, 5 de febrero). *Global upstream trends and Colombia market outlook*. Presentación de E. A. Azout. campetrol.org/workshops2025/5.%20Rystad_Energy.pdf

Rystad Energy. (2025b, 24 de abril). *Rich in heavy crude, short on time: Can Colombia capitalize on tight market?* www.rystadenergy.com/insights/rich-in-heavy-crude-short-on-time-can-colombia-capitalize-on-tight-market?utm_source=chatgpt.com

Rystad Energy. (s. f.). www.rystadenergy.com/

Sandoval, J. (2025, 31 de marzo). GeoPark venderá campos petroleros en Colombia y Brasil; activa plan de eficiencia de costos. *Valora Analitik*. www.valoraanalitik.com/geopark-vendera-campos-petroleros-en-colombia-y-brasil-activa-eficiencia-de-costos/

Smith, M. (2023, 22 de junio). *Can Colombia’s oil industry survive Petro’s revolutionary reforms?* oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Can-Colombias-Oil-Industry-Survive-Petros-Revolutionary-Reforms.html#:~:text=Tertiary%20recovery%20is%20costly%20with,causing%20breakeven%20prices%20to%20increase

Urrego, A. (2021, 31 de julio). Exploración petrolera acumula seis años sin mejorar indicadores y 2021 podría ser igual. *La República*. www.larepublica.co/economia/exploracion-petrolera-acumula-seis-anos-sin-mejorar-indicadores-y-2021-podria-ser-igual-3209612

U.S. Energy Information Administration. (2025, 14 de abril). U.S. crude oil production rose by 2% in 2024. *EIA Today in Energy*. www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=65024

Walia, P., Sai Krishna, V., & Rath, A. (2025, 14 de abril). *Rich in heavy crude, short on time: Can Colombia capitalize on tight market?* Rystad Energy. www.rystadenergy.com/insights/rich-in-heavy-crude-short-on-time-can-colombia-capitalize-on-tight-market

Agradecimientos

Agradecemos a Jorge Cornejo y Jenny Castro por su apoyo en la edición y el diseño de este reporte, así como a Ana Carolina González por su revisión y valiosos comentarios.

Sobre los autores

Juliana Peña Niño es la gerente de país de NRGI en Colombia; Fernando Patzy es gerente de la Región Andina de NRGI; Jorge Iván González es profesor de la Universidad Externado de Colombia.

Sobre NRGI

Natural Resource Governance Institute (NRGI) es una organización independiente sin fines de lucro que apoya la toma de decisiones informada e inclusiva sobre los recursos naturales y la transición energética. Trabajamos en alianza con agentes de cambio en los Gobiernos y en la sociedad civil para diseñar e implementar políticas justas basadas en evidencias, así como en las prioridades de los ciudadanos de países en desarrollo ricos en recursos naturales.
Más información en: www.resourcegovernance.org

Esta publicación fue posible gracias al apoyo de:

Natural Resource Governance Institute

ROBERTSON FOUNDATION