

Informe económico



Tendencias y Perspectivas del Sector Petróleo y Gas en Colombia



Elaborado por la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

Agosto de 2024

Tendencias y Perspectivas del Sector Petróleo y Gas en Colombia

PRESENTACIÓN

El actual panorama energético mundial ha puesto en evidencia la necesidad de garantizar la seguridad energética y de contar con distintas fuentes de abastecimiento, contexto en el cual los hidrocarburos continuarán jugando un papel fundamental. Son una fuente abundante de probada eficiencia energética, contribuyen a la estabilidad macroeconómica, generan recursos para financiar la transición energética, fomentan el crecimiento económico y propician el desarrollo local en los territorios donde está presente la industria.

En Colombia, este sector le ha permitido al país, por más de 100 años, contar con energía confiable para mejorar la calidad de vida de los colombianos y ha contribuido a su desarrollo económico como Nación y al de las regiones, a través de aportes fiscales nacionales y regionales, inversiones ambientales y sociales, contratación de bienes y servicios, así como por los encadenamientos productivos que de ella se derivan.

En el 2023, la industria del petróleo y gas se consolidó como un sector comprometido con el desarrollo del país, resiliente frente a las fluctuaciones de la economía, con visión de largo plazo, que busca ser aliado de la transición energética y que, de la mano de las instituciones, trabaja para incrementar la producción y reposición de reservas de petróleo y de gas natural para garantizar la seguridad energética de los colombianos a mediano y largo plazo.

Con este contexto, resulta primordial conocer las proyecciones de inversión de las empresas dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos que operan en Colombia, para lo cual, la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP), presenta, por décimo año consecutivo, la información consolidada de la encuesta de tendencias de inversión en petróleo y gas al cierre de 2023 y las perspectivas para el 2024. La encuesta se realizó a los directivos de las empresas que representan el 95% de la producción de petróleo, 97% de la producción de gas natural y el 94% de la actividad exploratoria en el territorio nacional.

Este informe comprende seis secciones: 1) Contexto mundial de la industria del petróleo y gas, 2) Situación actual de las reservas de petróleo y gas en Colombia, 3) Balance de la inversión y actividad 2023, 4) Perspectivas de inversión y actividad 2024, 5) Seguridad en las operaciones y conflictividad regional y 6) Recomendaciones.

1. CONTEXTO MUNDIAL DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS

Los últimos años han sido agitados para el sector energético, principalmente, por los efectos de la pandemia del Covid-19, la invasión rusa a Ucrania, el conflicto en el Medio Oriente y el cambio climático. Como consecuencia, se vio un crecimiento económico modesto¹, la escalada en la inflación², altos precios de la energía³, y varios países, en especial los europeos, han priorizado la necesidad de garantizar la seguridad energética sobre los objetivos de descarbonización y transición.

Hoy más que siempre, es necesario alcanzar un balance óptimo entre las inversiones en hidrocarburos y en energías renovables para que los mercados se mantengan estables, no se desborden los precios de los energéticos y se prevenga su volatilidad.

De hecho, la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), que en su senda hacia las cero emisiones netas había venido posicionando la necesidad de reducir la dependencia del petróleo y gas y, por tanto, de no avanzar en la búsqueda de nuevos yacimientos de hidrocarburos, recientemente publicó un informe⁴ en el que reconoce las dificultades en el camino hacia una economía de energía limpia, los riesgos e incertidumbres de mercado, económicos y para la vida de las personas. El informe concluye reafirmando la importancia que tiene mantener la seguridad petrolera para la economía global, sin perjuicio de continuar avanzando en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

A continuación, presentamos un breve resumen del comportamiento de las inversiones de la industria en el mundo y en Latinoamérica.

Comportamiento de las inversiones mundiales de petróleo y gas

- El mundo está volviendo a realizar importantes inversiones en petróleo y gas. En la gráfica 1 se observa la evolución que han tenido las inversiones mundiales en estos energéticos, las cuales corresponden con los siguientes períodos:
 - 2010 – 2014: máximo histórico de inversión mundial coincidente con altos precios del petróleo.
 - 2015 – 2016: reducción importante en el nivel de inversión causado por el período de precios bajos.
 - 2017 – 2019: senda creciente pero nunca cercana a niveles 2010 – 2014.
 - 2020 – 2021: caída de inversión por COVID y guerra de precios del petróleo.

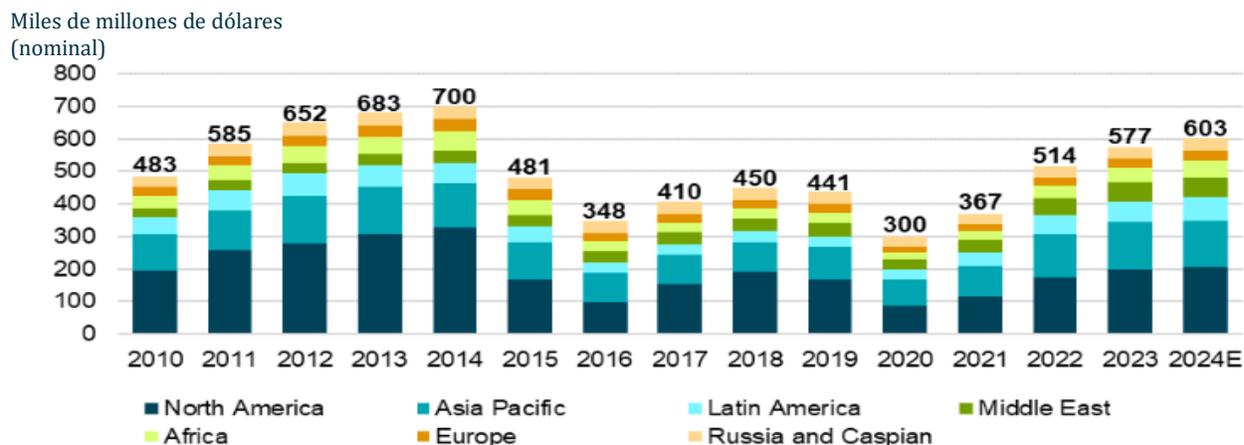
¹ Según el Fondo Monetario Internacional, en el 2023 se moderó el crecimiento económico mundial ubicándose en 3% y se estima un crecimiento del 2,9% para el 2024, por debajo del promedio histórico prepandemia de 3,8%.

² La inflación, luego del pico del 2022, se pronostica que se reduzca a un ritmo constante, 6,8% en 2023 y 5,8% en 2024, debido al recrudescimiento de la política monetaria y menores precios de las materias primas, sin embargo, solo hacia el 2025 retornará a sus niveles bajos.

³ Luego de máximos en los precios de los energéticos en el 2022 cuando el precio del petróleo Brent promedio los US 100 por barril, en el año 2023 decreció a US 82.4 por barril.

⁴ IEA. A strong focus on oil security will be critical throughout the clean energy transition. <https://www.iea.org/commentaries/a-strong-focus-on-oil-security-will-be-critical-throughout-the-clean-energy-transition>. Marzo 2024

- 2022 - 2024: cifras de inversión que no se veían desde 2011. Especial relevancia en autosuficiencia y seguridad energética tras la guerra Rusia - Ucrania. Latinoamérica aumenta de forma importante su participación en el total.

Gráfica 1. Inversión mundial en petróleo y gas (2010-2024e)⁵

Fuente. IEF & S&P

- En el 2023, el mercado mundial de petróleo y gas vivió un período de estabilización luego de atravesar por varias etapas sucesivas de reevaluación de estrategias que llevó a importantes transacciones de activos; aumento en la actividad de fusiones y adquisiciones, en el cual algunas empresas buscaban consolidarse y aumentar su escala.
- 577 mil millones de dólares fue la inversión mundial en exploración y producción de petróleo y gas en el 2023 (Gráfica 1), impulsada por los buenos precios, el incremento en la demanda y la guerra en Ucrania.
- Para el 2024, se estima que el desempeño mundial del sector del petróleo y gas será muy similar al 2023 y la inversión continuará la senda de crecimiento llegando a 603 mil millones de dólares (Gráfica 1).
- No se esperan grandes cambios en el precio del petróleo crudo, el cual se estima que se mantendrá alrededor de los USD 85 por barril, lo que permitirá financiar las inversiones y entregar dividendos a los accionistas.
- La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) estima que la demanda mundial de petróleo crecerá en 1,4 millones de barriles por día (mb/d) tanto en 2024 como en 2025⁶. Por su parte, la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC) estima mayores crecimientos, 2,2 mb/d en 2024 y 1,8 mb/d en 2025⁷.

⁵ International Energy Forum & S&P Global Commodity Insights. Upstream Oil and Gas Investment Outlook. Junio 2024.

⁶ EIA. Short term energy Outlook. Marzo 2024.

https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php#:~:text=In%20addition%2C%20we%20forecast%20global,inventory%20level%20and%20oil%20prices.

⁷ OPEC. Monthly Oil Market Report. Marzo 2024. <https://momr.opec.org/pdf-download/>

- La disciplina de capital y la selección estratégica de activos, serán la llave para mantener la actividad exploratoria especialmente en regiones con recursos limitados.
- La inversión en exploración y producción se ha tornado cada vez más exigente en términos de rendimiento económico y manejo socio-ambiental, movilizandando inversiones hacia proyectos con menor riesgo, esto es, menor tiempo de maduración y mayor prospectividad.
- La inversión en campos existentes será la mayor fuente de producción teniendo en cuenta que son activos con importantes costos hundidos, mientras que la inversión en campos nuevos será la más afectada, considerando los riesgos e incertidumbre, así como las restricciones al flujo de capital.
- Por otra parte, y tratando de contrarrestar los efectos de la inflación que incrementó los costos de materiales y capital, las empresas han buscado aumentar la eficiencia y productividad, así como implementar un portafolio que les permita reducir sus costos unitarios.

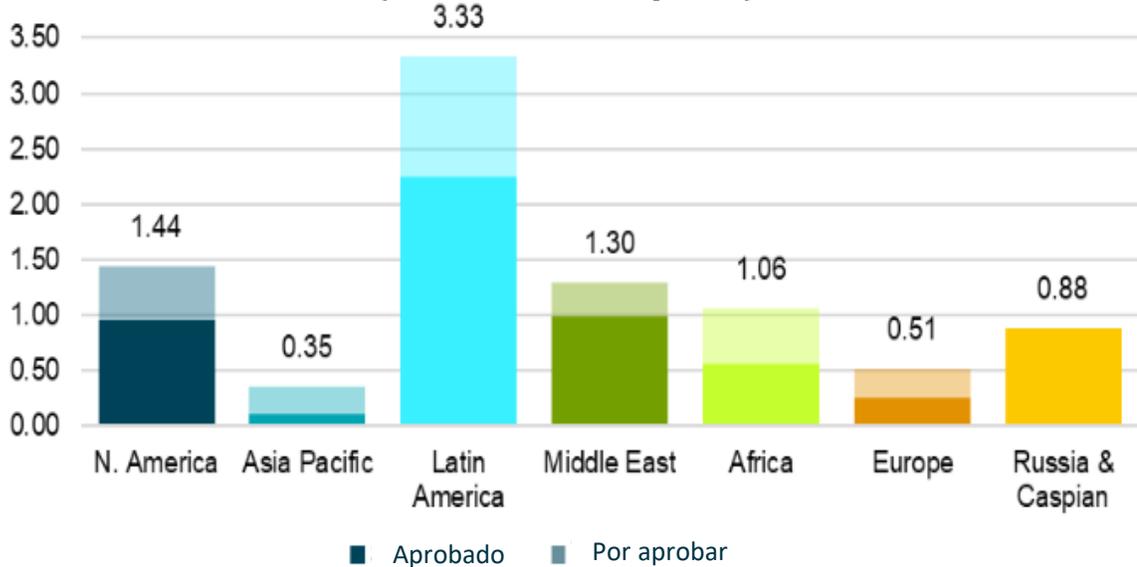
Inversiones de petróleo y gas en Latinoamérica

- En los últimos años, Latinoamérica ha sido foco de un creciente interés por parte de la industria por estar alejada de los conflictos geopolíticos, tener un potencial geológico atractivo, y contar con costos de producción relativamente competitivos. Esta combinación representa una ventana de oportunidad para los países con instituciones robustas y una percepción fiscal responsable de la transición energética.
- Durante 2022 y 2023 muchos países de Latinoamérica modificaron sus leyes en hidrocarburos buscando implementar medidas para incrementar la producción de petróleo y gas, entre las que se encuentran:
 - Crear incentivos fiscales y económicos para incrementar la inversión extranjera en la industria.
 - Flexibilizar condiciones contractuales.
 - Simplificar trámites administrativos.
 - Abrir nuevas licitaciones para la asignación de áreas.

En contraste, las recientes políticas en Colombia plantean desafíos para el desarrollo de la industria.

- Lo anterior llevó a que Latinoamérica se convierta en un jugador clave en el panorama mundial, siendo la región que tendrá las mayores expectativas de incorporación de producción a 2030 (Gráfica 2).

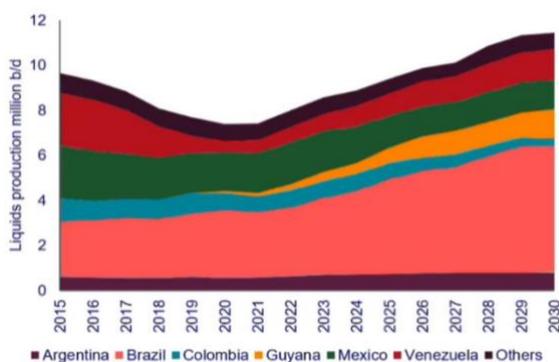
Gráfica 2. Proyectos convencionales aprobados y por aprobar a 2030⁸
(Millones de barriles por día)



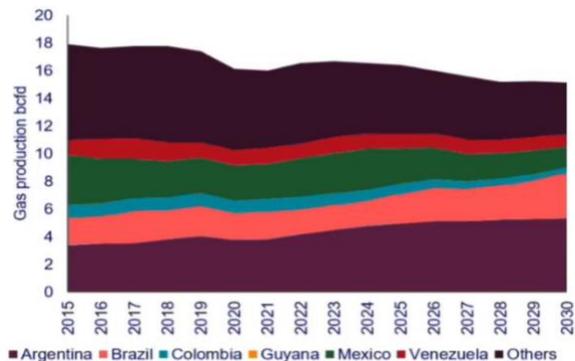
Fuente. IEF & S&P

- Los descubrimientos costa afuera están liderando el crecimiento de la producción, se destacan los de Guyana y Brasil, además de los yacimientos no convencionales en Argentina (Gráfica 3).
- En materia de gas todos los productores han bajado su cuota productiva con excepción de Argentina y Brasil, los cuales, a pesar de incrementar sustancialmente su producción, no han podido desarrollar su potencial por limitaciones de la infraestructura de transporte (Gráfica 4).
- La proyección de Colombia, tanto en petróleo como en gas, tiene tendencia a la baja, coincidente con el estado actual de sus reservas de hidrocarburos.

Gráfica 3. Producción de líquidos en Latam



Gráfica 4. Producción de gas en Latam



⁸ International Energy Forum & S&P Global Commodity Insights. Upstream Oil and Gas Investment Outlook. Junio 2024.

Fuente: Wood Mackenzie⁹

2. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS RESERVAS, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN COLOMBIA

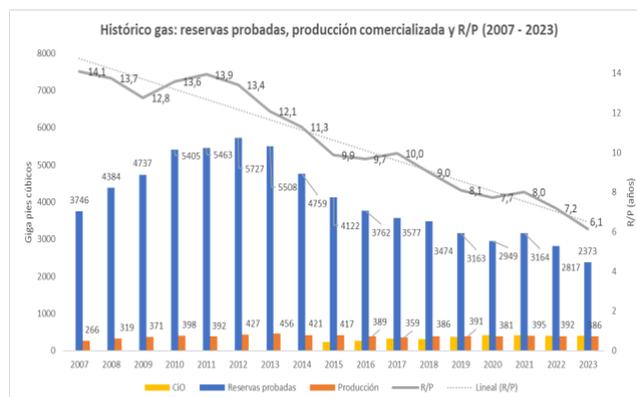
En Colombia, los nuevos descubrimientos son insuficientes para reponer las reservas de petróleo y gas que se consumen. Se exceptúan los proyectos costa afuera que tienen una alta prospectividad para gas, pero debido a que se encuentran en etapa de delimitación y evaluación, se consideran recursos contingentes.

El país tiene potencial para el desarrollo de nuevos campos petrolíferos que permitan garantizar la autosuficiencia energética y generar importantes beneficios económicos para la nación y las regiones. Sin embargo, la única manera de incrementar la producción es a través de nueva exploración y mediante la incorporación de reservas: **sin exploración no hay reservas y sin reservas no hay producción.**

Reservas de gas natural

- Para el caso del gas natural, la situación es crítica pues las reservas vienen decayendo progresivamente. Desde 2012, año en el que el país logró el máximo nivel de reservas, estas han caído en un 58% (Gráfica 5).
- El índice de reposición de reservas¹⁰ promedio de los últimos 10 años (2014-2023), es del 25%, es decir, que de cada 10 pies cúbicos que se producen, 2,5 nuevos pies cúbicos se adicionan. **Se está descubriendo menos gas del que se produce/consume.**
- En este período, solo en el 2021 se pudo reponer reservas (Gráfica 6), y de las incorporaciones, solo el 33% corresponden a nuevos descubrimientos, el restante, a reevaluaciones.

Gráfica 5. Histórico reservas de gas



Gráfica 6. Reposición de reservas de gas



Fuente: ANH. Cálculos: ACP

⁹ Wood Mackenzie. Latin America's upstream market: 2023 in review and key outlooks for 2024. <https://www.woodmac.com/events/latin-americas-upstream-market-2023-in-review-and-key-outlooks-for-2024/webinar/>

¹⁰ Es la relación que existe entre el total de las incorporaciones de reservas en un año y la producción de ese mismo año.

- A su vez, la caída en el factor R/P¹¹ (Gráfica 5) también evidencia la crítica situación de la disponibilidad de gas en el país, ratificando la necesidad de aumentar la exploración y el desarrollo de este hidrocarburo, así como de resolver contingencias para incrementar reservas y producción que garanticen la atención de la demanda de gas nacional. De mantenerse esta tendencia y considerando la última información disponible (declaraciones de producción y producción disponible para la venta en firme¹²), se estima que, **el faltante inicialmente previsto para 2026 se anticipe para mediados de 2025, ampliándose** en los siguientes años de manera significativa, aun considerando el respaldo con el que cuenta una demanda tan relevante como la del Grupo Térmico de la Costa Caribe.
- En 2023 se registró un incremento en recursos contingentes¹³ existentes del 29%, de los cuales la mayoría corresponde a recursos costa afuera, lo que confirma los resultados de los esfuerzos e inversiones realizadas en estos proyectos y ratifica la necesidad de trabajar conjuntamente Gobierno - industria para que estos recursos puedan viabilizarse e incluirse como reservas de gas.

Reservas de petróleo

- Las reservas de petróleo cayeron en 2023 frente a 2022. El índice de reposición de reservas probadas de petróleo promedio de los últimos 10 años ha sido del 89%, es decir, que de cada 10 barriles que se producen, 8,9 nuevos barriles se adicionan, lo anterior implica que **no se logra recuperar lo que se produce** (Gráfica 8).

Sin embargo, la incorporación de reservas se ha dado principalmente por reclasificaciones, ya que, por nuevos descubrimientos, que es la forma sostenible de reemplazar lo que se produce, solo se ha incorporado el 12% en los últimos 10 años (2014-2023); lo restante, se debe a variaciones por factores técnicos y económicos, estos últimos, como el precio, no son controlables y pueden jugar en contra. Preocupa en particular el nivel de nuevos descubrimientos de los últimos años, en particular el del 2023, que representó menos del 1% de la producción.

- El factor R/P presentó una caída máxima en 2016 y a partir de ahí venía con tendencia al alza hasta 2022 momento en el que se revirtió (Gráfica 7). Sin embargo, la expectativa actual de acelerar la producción de reservas (incremento del denominador) y reducir la exploración, disminuirá en el mediano plazo la incorporación de reservas (disminución del numerador) y el número de años del factor R/P; y, en consecuencia, sino se toman medidas de política pública

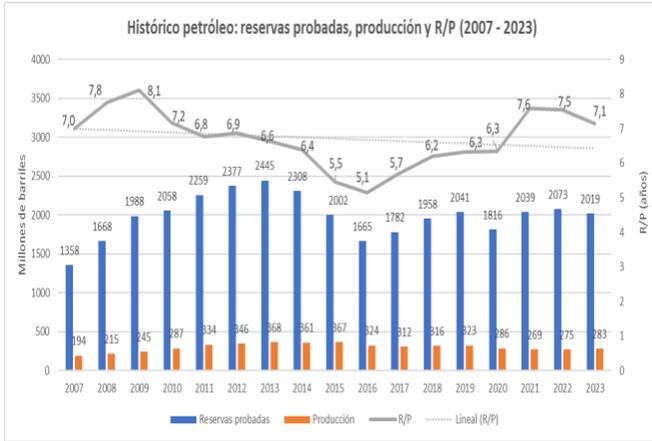
¹¹ En Colombia, para representar el reemplazo de reservas es común emplear el factor R/P (Reservas / Producción), que hace una relación entre las reservas probadas identificadas en un año en particular, con la producción de petróleo o gas en dicho año. Como resultado de esta relación se identifica para cuántos años alcanzarían las reservas probadas si se continúan consumiendo / produciendo con base en el ritmo de producción del año para el que se calcularon. Es decir que este factor asume una producción definida y fija en el tiempo.

¹² Declaración de producción - Resolución MME 00662 del 3 de Julio de 2024, Producción disponible para la venta en firme (PTDVF) - Publicado el 23 de Julio por el Gestor del mercado de Gas Natural <https://www.bmcbec.com.co/informaci%C3%B3n-transaccional/mercado-primario/oferta-de-PTDVF-y-CIDVF>

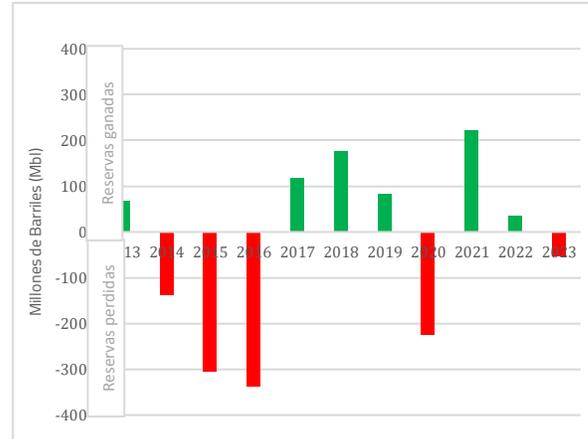
¹³ Recursos contingentes: son recursos descubiertos, potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales debido a una o más contingencias.

para incentivar la exploración, se experimentará una caída anticipada de la producción nacional.

Gráfica 7. Histórico reservas petróleo



Gráfica 8. Reposición de reservas de petróleo



Fuente: ANH. Cálculos: ACP

- Por su parte, durante los últimos años se han incrementado los recursos contingentes, que entre 2022 y 2023 aumentaron un 18%. Sin embargo, llama la atención que cerca de la mitad de las contingencias que impiden el desarrollo de estos recursos, el 43%, se debe a factores ambientales o sociales. Las otras contingencias están asociadas principalmente a aspectos legales o contractuales y económicos.

Exploración de petróleo y gas

- Colombia cuenta con cerca de 300 convenios y contratos firmados con la ANH, de los cuales, a junio de 2024, solo 90¹⁴ se encuentran con fase exploratoria en ejecución, y representan el 46% de las áreas asignadas (8,9 hectáreas), lo cual, sumado a la restricción de explorar solo en contratos firmados, reduce la posibilidad de descubrir otras fronteras que lleven a nuevos yacimientos (Tabla 1).

Tabla 1a. Estado convenios y contratos ANH en ejecución

Tabla 1 b. Convenios y contratos ANH en ejecución

¹⁴ Sin considerar 4 contratos YNC, ni 6 contratos E&P que están en ejecución de la Etapa de Producción, pero suspendidos en lo correspondiente a las obligaciones de la Etapa de Exploración.

Estado	No. Contratos
En ejecución	221
En trámite terminación	41
Suspendido	35
Total	297

Fase	No. Contratos
Evaluación y Producción	2
Exploración y Producción	14*
Exploración, Evaluación y producción	4
Producción	109
Exploración	63
Fase preliminar	10
Evaluación	10
Exploración y evaluación	8
Fase 0	1

Fuente: ANH, cálculos ACP

*Incluye 6 contratos suspendidos respecto de la exploración

- Se estima que, en los 90 contratos hay 110 pozos exploratorios pendientes de ser ejecutados (todos compromisos contractuales). Estas obligaciones deberán cumplirse entre 2024 y 2030, es decir que, sin nuevos incentivos a la exploración, **a 2030 se vislumbra el final de la actividad exploratoria en el país.**
- La baja exploración no permitirá incorporar las reservas suficientes para garantizar los recursos energéticos y fiscales que el país necesita.
- De acuerdo con análisis de la ACP, los proyectos de hidrocarburos en Colombia toman, en promedio, entre 5 y 6 años desde la firma del contrato y fase inicial de exploración hasta la producción del primer barril comercial. Los principales factores que determinan estos tiempos de maduración son los trámites de consulta previa y licenciamiento ambiental, en los cuales existe una oportunidad de trabajo conjunto con comunidades, entidades nacionales y territoriales, y empresas operadoras.

Es inminente acelerar la reactivación de la exploración, más aún si se tiene en cuenta que existen compromisos exploratorios de contratos firmados desde 2004, es decir, la exploración de hoy es consecuencia de las decisiones del pasado.

Producción de petróleo y gas

- La caída en los niveles de reservas y restricciones a la exploración tienen consecuencias directas en la producción, por tanto, mantener la exploración solo en contratos vigentes implica:

En petróleo:

- Déficit de producción a partir de 2028 frente a lo esperado en el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) 2024.
- No se alcanzaría la producción que permita cumplir con los ingresos fiscales para cumplir el MFMP 2024. Por este déficit de producción, el país dejaría de recibir cerca de \$40 billones

entre 2027 y 2035 (en impuesto de renta, regalías, derechos económicos y otros impuestos).

En gas natural:

- Con las reservas actuales, el país empezaría a ver déficit de oferta a partir de 2025.
- Existen recursos contingentes y prospectivos que pueden seguir garantizando el autoabastecimiento de gas, pero requieren exploración y desarrollo, al igual que señales de política pública.
- La exploración y el desarrollo de infraestructura es fundamental para garantizar la confiabilidad en la atención de la demanda.

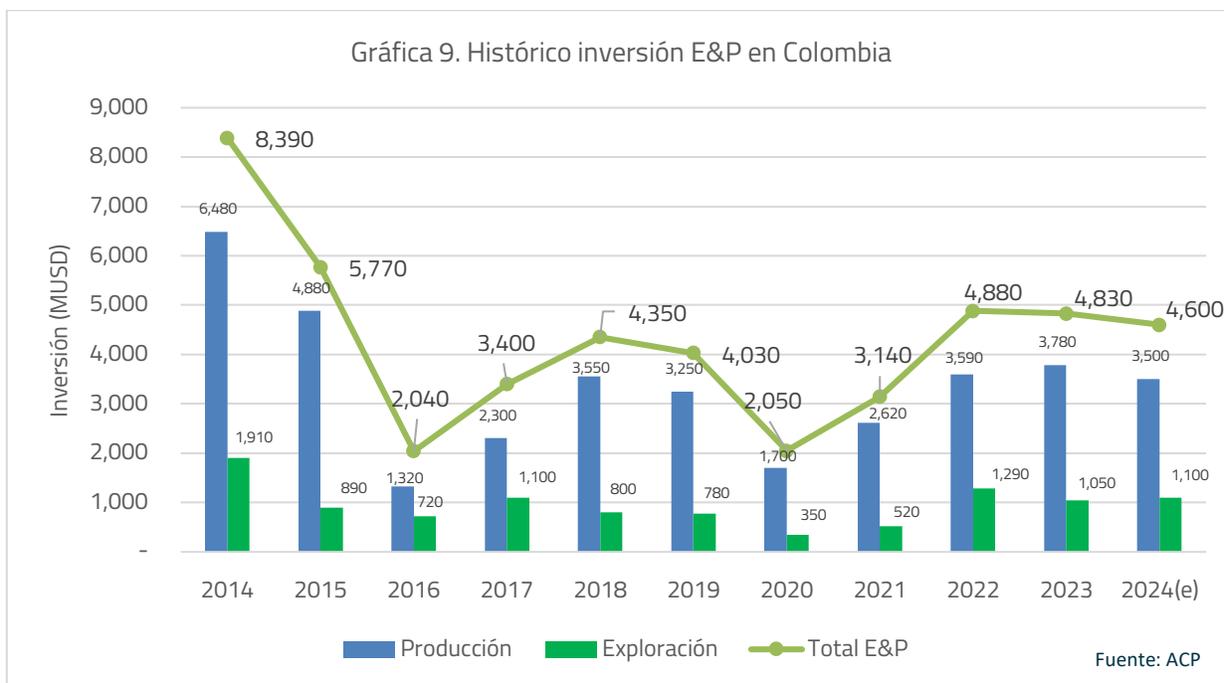
Con la actividad exploratoria desarrollada en los últimos años, los nuevos descubrimientos no han podido reemplazar las reservas producidas, situación que se agrava por la disminución de la actividad exploratoria limitada a los contratos firmados.

El ritmo actual de exploración es insuficiente para garantizar el aumento de reservas, poniendo en riesgo la autosuficiencia energética y fiscal del país en el mediano y largo plazo.

2. BALANCE DE INVERSIONES Y ACTIVIDAD E&P 2023

3.1 INVERSIÓN TOTAL EN E&P 2023

- En 2023 la inversión total en exploración y producción de petróleo y gas en Colombia fue de USD 4.830 millones, 1% inferior a la de 2022 (USD 4.880 millones). Como se detallará en el siguiente capítulo, en 2024 se estima que la caída en la inversión continuará (Gráfica 9).

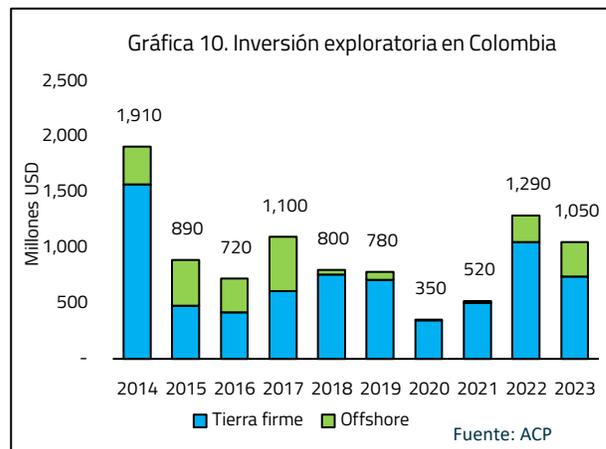


- Contrario a la tendencia internacional (Gráfica 1), la inversión en exploración y producción en Colombia está cayendo. A nivel mundial crece debido a que los países, considerando el nivel actual de precios, están promoviendo las inversiones en petróleo y gas, no solo para lograr las utilidades derivadas de ellos, sino también para garantizar su abastecimiento, ante una demanda creciente que algunos estiman alcanzará su máximo hacia 2030 y otros, que continuará creciendo más allá de esa fecha, hasta 2045 y 2050.

3.2 INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN 2023

- En 2023 se invirtieron USD 1.050 millones en exploración de petróleo y gas en el país, 19% inferior a lo invertido en 2022 (USD 1.290 millones) (Gráfica 10).
- A diferencia de 2022, año en el que se invirtió el 7% más de lo presupuestado en exploración, en 2023 se ejecutó 15% menos de lo presupuestado (USD 1.240 millones).

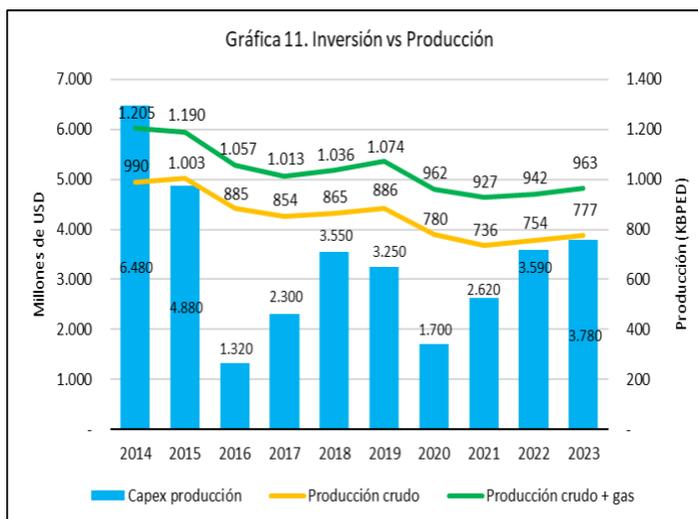
- Según las empresas, la menor ejecución en 2023 se debió principalmente a retrasos ocasionados por los trámites ambientales y dificultades para operar relacionadas con bloqueos de las comunidades y recrudecimiento del conflicto armado. Además, aunque algunos presupuestos del 2023 ya habían sido recortados por los nuevos tributos a la industria, introducidos en la Reforma Tributaria, se presentaron recortes adicionales debido a la reducción en la disponibilidad de caja generada. Un porcentaje de las inversiones que no se ejecutaron se trasladaron para el año 2024.



- El 70% de la inversión se destinó a proyectos en tierra firme (USD 740 millones) y el 30% a proyectos costa afuera (USD 310 millones). Representa una caída del 30% de las inversiones en tierra firme, frente a las de 2022.
- El 82% de la inversión exploratoria se destinó a la perforación de pozos, el 7% a sísmica y el 11% a otras inversiones (estudios, licencias, gastos contractuales, entre otras).
- En 2023 se adelantó la siguiente actividad:
 - Se perforaron 42 pozos **exploratorios** (uno costa afuera), frente a 55 - 60 presupuestados.
 - **93% de los pozos perforados fueron obligaciones contractuales** correspondientes a contratos firmados con la ANH, el restante correspondió a pozos en contratos de asociación. No se realizaron inversiones voluntarias en los contratos E&P.
 - Se adquirieron 1.367 km de sísmica 2D equivalentes, incluyendo 212 km eq 2D adquiridos por la ANH, 28% menos que en 2022 (1.904km eq), que corresponden al 31% de lo presupuestado (4.400 km Eq 2D). La baja ejecución se debió principalmente a retrasos en el otorgamiento de permisos por parte de las Corporaciones Autónomas Regionales y decisiones de las empresas en línea con las nuevas políticas energéticas.
 - Para el caso de los proyectos costa afuera, la perforación del pozo se dio gracias a la actualización de la reglamentación de la ANH, que facilitó la acreditación de compromisos y, con ello, la ejecución de las inversiones. Adicionalmente, se perforó un pozo delimitador para confirmar la magnitud de uno de los descubrimientos.
 - 15 pozos (36%) y 210 km sísmica 2D Eq tuvieron como foco la búsqueda de gas.
 - Por regiones, continúa liderando la exploración la región de los Llanos con 26 pozos perforados, seguida por el Valle Inferior del Magdalena con 10 pozos.

3.3 INVERSIÓN EN PRODUCCIÓN 2023

- La inversión en producción en 2023 totalizó USD 3.780 millones, 5% superior a la registrada en 2022 (USD 3.590 millones) (Gráfica 11).
- Se ejecutó el 99% de lo presupuestado (USD 3.810 millones), en línea con la tendencia a mantener las inversiones en proyectos ya operativos.
- El 57% de las inversiones se destinaron a perforación de pozos de desarrollo, el 24% a facilidades, 11% a recobro mejorado y 8% a otras actividades (estudios, maduración de proyectos, trámites socioambientales, trabajos de mantenimiento de pozos, entre otros).
- En 2023 las empresas castigaron sus portafolios de modo que no se priorizó el ingreso de nuevos proyectos, sino que se avanzó con los que ya tenían aprobados previamente.
- Se destacan los esfuerzos de las compañías por mantener los niveles de producción y optimizar los procesos para reducir los costos, a pesar de las dificultades operativas causadas por el incremento en la conflictividad y el efecto inflacionario que incrementó los costos de materiales, servicios y capital.



Producción de petróleo

- El volumen de producción promedio de petróleo en 2023 fue de 777 mil barriles por día (bpd), 23 mil bpd más que en 2022. Los esfuerzos en inversión permitieron compensar la declinación natural de los campos e incrementar la producción a los niveles de 2020.
- El 64% de la producción bruta (499 mil bpd) es de propiedad de la empresa estatal y el restante 36% de las empresas privadas.
- El incremento en la producción se dio principalmente en unos pocos campos que en el 2023 mostraron una respuesta favorable a la perforación de nuevos pozos y eficiencia de sus procesos.
- En 2023, el 62% de la producción de petróleo se exportó (484 mil bpd promedio¹⁵). La producción restante, más las importaciones, se destinó a cargar las refinerías para la producción de combustibles líquidos y otros derivados. El valor de las exportaciones de

¹⁵ Cálculo ACP con base en el anexo de Exportaciones del DANE con corte a diciembre 2023.

petróleo y derivados fue de 15.836 millones de dólares¹⁶, que representa el 32% del total de las exportaciones del país, contribuyendo así a la generación de divisas y estabilidad de la balanza cambiaria.

Producción de gas natural

- Para 2023, el 100% del gas producido fue consumido en el territorio nacional, abasteciendo las demandas esenciales y no esenciales.
 - La producción fiscalizada promedio fue de 1.546 millones de pies cúbicos día (MPCD), es decir, 9% inferior a la de 2022 (1.700 MPCD). Este volumen contempla todo el gas producido en el país, incluyendo gas comercializado y no comercializado¹⁷.
 - La producción comercializada promedió los 1.059 MPCD, con leve caída frente a la de 2022 que fue de 1.071 MPCD. De estos, 1.047 MPCD se entregaron a usuarios finales para atender la demanda (hogares, industrias, refinería, vehicular, comercios, petroquímica, y termoeléctrica), y el restante se entregó a plantas de tratamiento de productos blancos¹⁸.
 - Del gas entregado a los usuarios, 905 MPCD fueron inyectados directamente al Sistema Nacional de Transporte (SNT) y 142 MPCD se comercializaron mediante gasoductos virtuales (GNC), gasoductos dedicados y campos aislados.
 - 92% de la demanda de gas se atendió con producción nacional, el restante (89 MPCD de gas en promedio) se importó a través de la planta de SPEC en Cartagena para cubrir la demanda del Grupo Térmico de la Costa Caribe, debido principalmente a la sobredemanda generada por el Fenómeno del Niño.
 - El potencial de producción declarado por las empresas para 2023 fue de 1.173 MPCD, lo que generó excedentes del orden de 114 MPCD, respecto de la demanda.

Mientras Colombia en los años 2021 y 2022 seguía la tendencia mundial de crecimiento de las inversiones E&P, en 2023 ésta se revirtió, y en 2024 se estima que también se contraiga. La inversión y actividad exploratoria se redujo y se incrementó la de producción, lo que implica que se están consumiendo las reservas sin reponerlas en niveles adecuados, generando un riesgo para la seguridad energética y estabilidad macroeconómica en el mediano y largo plazo.

El país requiere los recursos energéticos y económicos provenientes de los hidrocarburos. Es importante aumentar la producción para garantizarlos, respaldándola con un aumento de reservas provenientes de mayor exploración y nuevos descubrimientos.

En 2023, principalmente, los retrasos en los trámites ambientales, dificultades de entorno y la disminución en la disponibilidad de caja para inversión por el incremento en la carga impositiva, llevó a una ejecución promedio del 85% de lo presupuestado.

3. PERSPECTIVAS DE INVERSIONES Y ACTIVIDAD E&P 2024

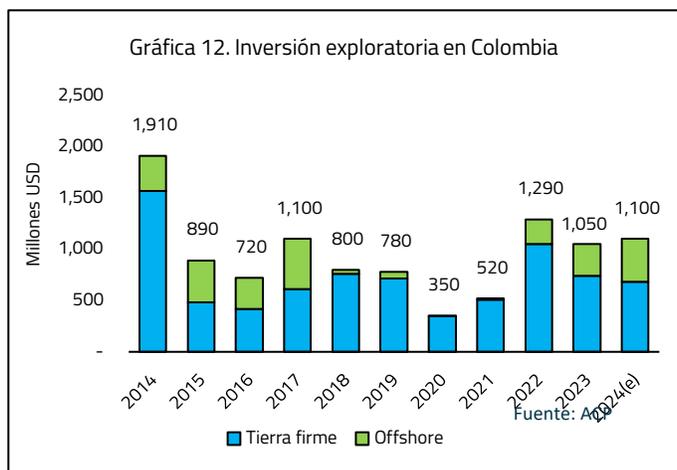
¹⁶ DANE. Colombia, exportaciones de café, carbón, petróleo y sus derivados, ferróniquel y no tradicionales, según valores y toneladas métricas

¹⁷ El gas no comercializado incluye: gas reinyectado, gas de auto-consumo en campo, gas usado para el recobro mejorado de petróleo, gas quemado por aspectos de seguridad y/o calidad, y gas transformado en productos derivados como el gas licuado del petróleo (GLP).

¹⁸ Gasolinas, naftas y gasóleo.

4.1 INVERSIÓN EN EXPLORACIÓN 2024

- Para 2024, la ACP estima una inversión en exploración de USD 1.100 millones, 5% superior a la del 2023, al incluir algunas inversiones presupuestadas para ese año y que tuvieron que aplazarse para 2024 por asuntos de entorno o demoras en trámites (Gráfica 12).



- USD 700 millones, 64% del presupuesto de inversión se destinará a prospectos de gas, similar al 2023; se mantiene el interés por la búsqueda del gas.
- 81% del presupuesto de inversiones corresponde a cumplimiento de obligaciones contractuales y el restante a inversiones voluntarias, lo cual implica reducción en estas últimas, que en años anteriores al 2023 eran alrededor del 50% de los presupuestos, y representaban un incremento importante en la exploración.
- El 41% de las empresas manifestaron haber recortado o aplazado inversión por una o varias de las siguientes causas: 67% por la menor disponibilidad de caja generada por el aumento de gravámenes a la industria introducidos en la reforma tributaria, 44% por retrasos en los trámites, 22% por dificultades de entorno para operar y otras.
- Teniendo en cuenta las particularidades de los proyectos costa afuera y el cuantioso capital de riesgo que requieren, a continuación se presentan las principales características de las inversiones exploratorias de manera independiente.

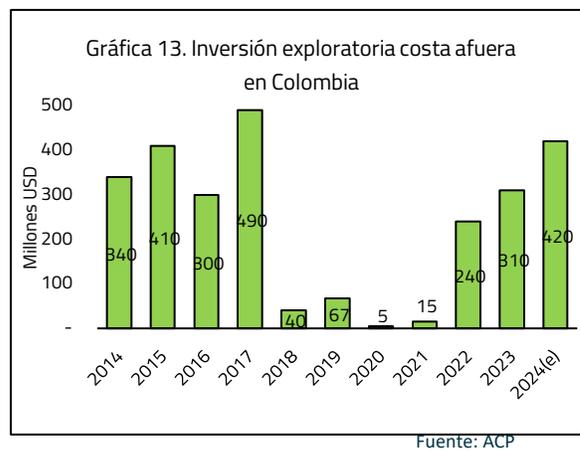
Exploración en tierra firme

- USD 680 millones, 62% de la inversión exploratoria, se destinará a proyectos en tierra firme. 8% inferior a las inversiones en tierra firme de 2023 (USD 740 millones), lo cual preocupa debido a que la prospectividad de los proyectos costa afuera se ha confirmado solo para gas. En el corto plazo, proyectos en tierra firme continúan teniendo un aporte importante.
- El 77% del presupuesto se asignó a la perforación de pozos exploratorios, 10% a sísmica y 13% a otros gastos entre los que se encuentran pruebas extensas, estudios y trámites socio-ambientales, gastos contractuales y otros gastos administrativos.

- 43% de las inversiones en tierra firme tienen foco en gas, principalmente en los desarrollos próximos a los centros de consumo y/o puntos de conexión al sistema de transporte.
- Este año, para minimizar riesgos y acelerar el retorno de las inversiones, la tendencia de las compañías será centrar sus programas exploratorios en prospectos del tipo *near field*, es decir, cercanos a los campos ya descubiertos, de ciclo corto, en cuencas ya probadas o maduras y que cuenten con infraestructura.
- Esta tendencia dificulta madurar áreas, avanzar en la exploración de nuevas fronteras e incrementar la prospectividad geológica, lo cual, sumado a la reducción de la sísmica, la aceleración en el cumplimiento de obligaciones contractuales limitando la inversión voluntaria y la no firma de nuevos contratos, llevará a una importante caída en la actividad exploratoria del país en el mediano plazo y muy seguramente a reducir la posibilidad de encontrar nuevas reservas.

Exploración costa afuera

- **USD 420 millones, 38% de la inversión en exploración, se destinará a proyectos costa afuera** (Gráfica 13). 35% superior a la de 2023 que fue de USD 310 millones (Gráfica 13). Se evidencia un incremento creciente luego de tres éxitos exploratorios entre 2022 y 2023.



- El 92% del presupuesto se destinará a perforación de pozos exploratorios, 4% a reprocesamiento de sísmica y 4% a estudios de factibilidad del programa de evaluación de los descubrimientos y actividades de planeación de la perforación de pozos.
- Se continúa evaluando el volumen, productividad y economía de los descubrimientos, para corroborar éxitos exploratorios previos, a la vez que se avanza en el análisis temprano de las actividades requeridas para la puesta en operación de estos proyectos; resulta fundamental el apoyo de las autoridades para responder oportunamente a las solicitudes y trámites que se inicien.
- El 100% de la inversión está destinada a prospectos con foco gas; no obstante, se continúa evaluando la materialidad de líquidos.
- Los proyectos costa afuera, donde se esperan grandes descubrimientos, representan también grandes inversiones y sus resultados se esperan para el mediano/largo plazo. Son fruto de contratos firmados hace más de 20 años y, que en la última década (2014 - 2023), representaron inversiones de USD 2.217 millones.

Inversión en exploración por regiones

- o La región Caribe¹⁹ se consolida como la principal receptora de inversión exploratoria durante 2024 (USD 582 millones; 53% del Capex presupuestado): 71% en costa afuera y 81% tendrá foco en la búsqueda de gas natural.
- o Los Llanos Orientales son la segunda región con mayor inversión exploratoria con USD 317 millones presupuestados, correspondiente al 29% del Capex: USD 159 millones en Casanare, USD 92 millones en Meta y USD 66 millones en Arauca. En Casanare y Meta el presupuesto frente a 2023 cayó 40% y 35% respectivamente, mientras que para Arauca se incrementó 2,2 veces, incentivado por la búsqueda de gas.
- o El 9% del presupuesto exploratorio se ejecutará en la región Andina²⁰ (Cordillera, Valle Superior y Medio del Magdalena).
- o 4% del presupuesto en el Putumayo.
- o Por departamento, Casanare será donde más inversión exploratoria se ejecute en 2024, seguido por Meta y Arauca (Gráfico 14. Anexo 1).

Gráfica 14. Localización de la inversión en exploración por departamentos 2024



¹⁹ No se incluye en este cálculo el sur del Cesar que corresponde a la región del Valle Medio del Magdalena.

²⁰ Incluye inversiones en Boyacá, Cundinamarca, Santanderes, Antioquia, Huila, Tolima y sur del Cesar.

Fuente: ACP

Actividad exploratoria esperada (sísmica y pozos):

- **Pozos exploratorios:** se estima una perforación de entre 30 y 40 pozos exploratorios, menor a la de 2023. Incluye actividad contingente en la medida en que algunos pozos aún se encuentran a la espera de licencia ambiental, finalización de trámites arqueológicos, consulta previa, desarrollo de infraestructura o tiene dificultades de entorno, por lo que su perforación dependerá de la solución de estos asuntos (Gráfica 15).
- Dos pozos serán costa afuera, uno de ellos delimitador de los éxitos exploratorios, y se prevé un pozo en aguas ultraprofundas, que iniciaría perforación a finales del 2024 y terminaría en 2025, parte de su presupuesto está incluido en el Capex de 2024.
- 16 pozos tendrán foco en búsqueda de gas: 14 en tierra firme y dos costa afuera.
- Se estima que en los Llanos Orientales se perfore un tercio de los pozos exploratorios.



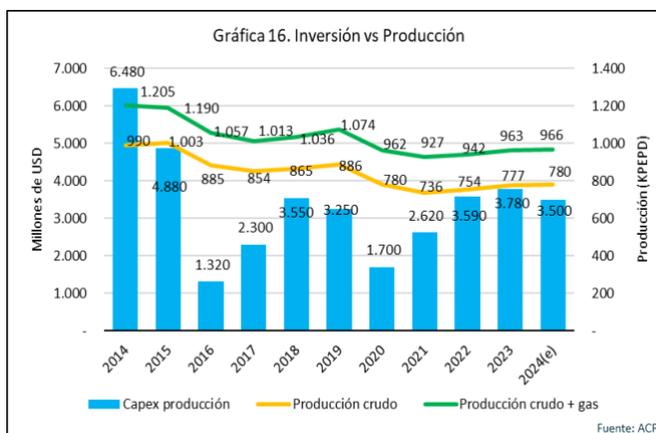
Fuente: ANH. Cálculos ACP

- **Sísmica:** se estiman entre 2.800 y 3.300 km 2D eq. en tierra firme, más del doble de la adquirida en 2023, en parte porque un porcentaje corresponde a la que no se pudo ejecutar en ese año (Gráfica 15).
- La actividad sísmica continúa retrasada, debido a demoras en la aprobación de los permisos ambientales de las autoridades regionales, a las dificultades de entorno en territorio y a la falta de incentivos regulatorios para realizarla, teniendo en cuenta que principalmente aplican solo a pozos exploratorios y a que la mayoría de los contratos vigentes ya cumplieron sus compromisos contractuales.
- A pesar del incremento que ha tenido la actividad sísmica, esta continúa siendo insuficiente frente al nivel de reservas que se requiere encontrar. **La sísmica es el semillero de la**

exploración y reducirla limita las posibilidades de identificación de nuevos prospectos productivos.

4.2 INVERSIÓN EN PRODUCCIÓN 2024

- o La ACP estima que en 2024 la inversión en producción de petróleo y gas será de USD 3.500 millones, 7% inferior a la de 2023.



- o Se espera que las empresas dirijan sus flujos de caja a los activos de alto rendimiento y en donde se puedan aplicar alternativas de optimización en la producción.

- o El 56% de la inversión se destinará a perforación de pozos, el 27% a facilidades, 11% a recobro mejorado y 6% a otras actividades como ingeniería, maduración de proyectos, viabilidad socio-ambiental, trabajos de mantenimiento de pozos. En línea con la dinámica de 2023, tras la Reforma Tributaria y cambios en la política energética, solo se espera la entrada de facilidades asociadas a proyectos previamente aprobados, que permitan optimizaciones a la producción y de las facilidades existentes frente al manejo de los fluidos producidos (crudo y agua) y que no sean intensivos en capital ni en *Opex*.

- o 50% de las empresas con producción manifestaron haber recortado el presupuesto para producción por una o varias de las siguientes razones: el 43% por la reducción en la disponibilidad de caja por efecto de la Tributaria, 43% por la incertidumbre y efectos en el cambio de la política energética, 28% por las dificultades para operar y 14% por las demoras en trámites.

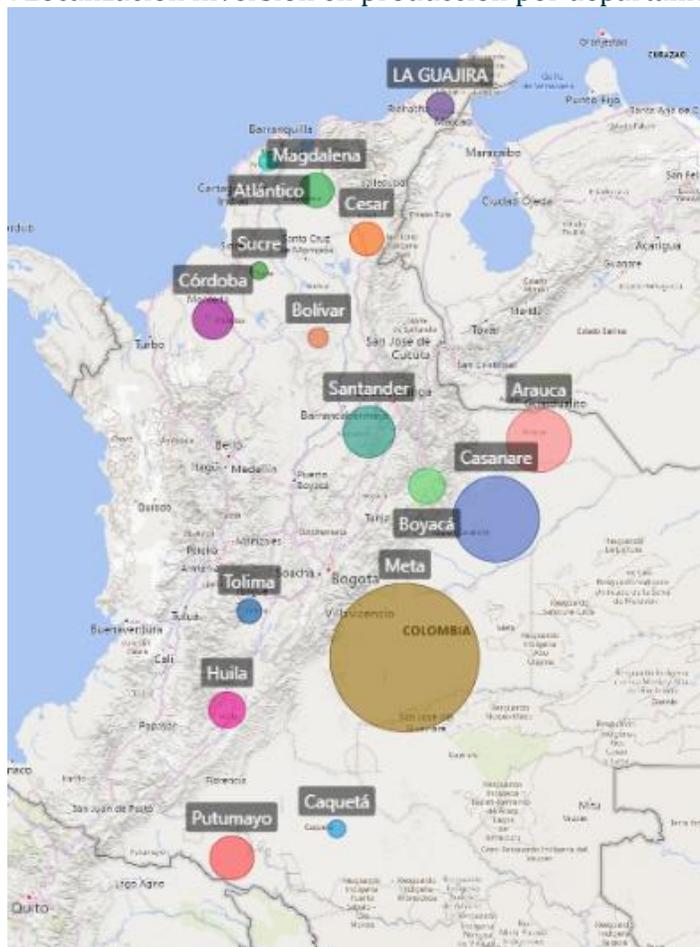
- o Las inversiones también se están destinando a reducir el *Opex* dado que la declinación natural de los campos y la baja incorporación de reservas están incrementando los costos unitarios de la operación.

- o **Se estima una caída del 9% de la inversión en recobro mejorado vs. 2023** y que solo tres empresas invertirán en esta tecnología, siendo la estatal la de mayor actividad con una participación superior al 95% del total de la inversión en este rubro.

- o Se estiman entre USD 400 y 500 millones de inversiones para gas, equivalente al 12% del total presupuestado.

- o Por regiones, el departamento del Meta continuará siendo el principal receptor de inversión en producción, seguido por Casanare, Arauca y Santander (Ver Gráfica 17 y Anexo 1).

Gráfica 17. Localización inversión en producción por departamentos 2024



Fuente: ACP

En resumen, con base en la planeación y presupuestos preliminares de las empresas encuestadas, **la ACP proyecta que en 2024 se registrará una inversión en exploración y producción de petróleo y gas de USD 4.600 millones, 5% inferior a la de 2023.** Siempre y cuando se cumplan los pronósticos de pozos exploratorios contemplados para 2024.

Proyección del volumen de producción de petróleo y gas 2024

- o **La ACP estima que en 2024 el volumen de producción promedio esté entre 780 y 790 mil barriles por día de petróleo (bpd)**, lo que sería la producción más alta desde 2020. Salvo que se presenten nuevos descubrimientos exploratorios, no se vislumbran operaciones diferentes a las planeadas que permitan estimar un incremento en la producción de petróleo mucho más allá de este volumen.
- o Las inversiones permitirán sostener la producción compensando la declinación natural de los campos que en los últimos años ha sido en promedio entre 18% y 21%. Sin estas inversiones, la producción caería entre 140 y 160 mil barriles por día.

- o La meta de la ANH es lograr los 800 mil bpd de petróleo en 2024 y desde el Ministerio de Minas y Energía se plantea la posibilidad de retornar al millón de barriles en este Gobierno, apuestas retadoras que la industria está dispuesta a asumir. No obstante, no es una tarea fácil, requiere trabajo conjunto Gobierno - industria para contar con condiciones que favorezcan la inversión, garanticen estabilidad en las políticas energéticas y, en general, solventen los obstáculos que están impidiendo el apropiado desarrollo de las operaciones.
- o Por su parte, para 2024 se estima que la producción comercializada de gas natural sea de 1.000 MPCD y que el potencial de producción sea del orden de 1.020 MPCD, lo que representaría una oferta suficiente para atender por completo la demanda del país, esto considerando que las volatilidades generadas por el Fenómeno del Niño en la demanda térmica cuentan con la infraestructura de importación del Caribe para respaldar sus obligaciones de energía en firme.
- o No se esperan adiciones importantes a la demanda local de gas, no obstante, el régimen climático que imponga el final del Fenómeno del Niño podrá generar nueva demanda del orden de los 200 MPCD de gas en algunos períodos puntuales, para lo cual se cuenta con la infraestructura requerida para realizar las importaciones necesarias.

En 2024 se estima que las inversiones E&P serán 5% inferiores a las de 2023.

En exploración, se espera un leve incremento en las inversiones, impulsado por las actividades costa afuera y los proyectos que tuvieron que aplazarse para este año. Un estancamiento en la actividad en tierra firme, limitada principalmente al cumplimiento de obligaciones contractuales y los proyectos del tipo *near field*.

Por su parte, la exploración costa afuera será protagonista, una señal muy favorable para el gas.

En producción, se espera una caída en la inversión, pero gracias a los esfuerzos de las empresas, se estima que se mantendrán los niveles de producción de petróleo y gas, con una leve tendencia al alza.

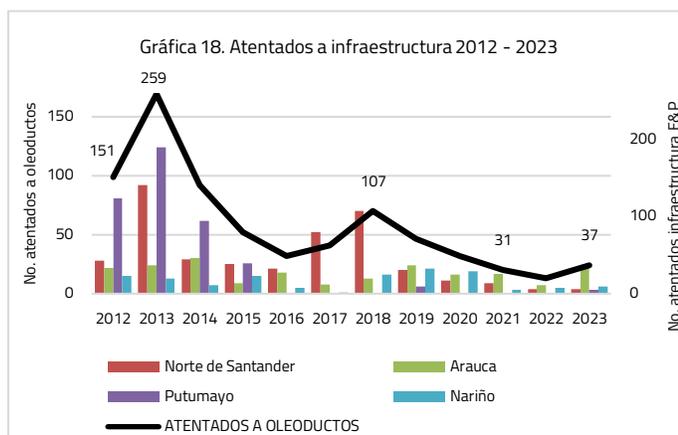
Demoras en los trámites ambientales, dificultades en las condiciones de entorno, falta de caja para invertir como consecuencia del incremento en la carga tributaria para la industria e incertidumbre en las políticas energéticas, son los factores que más están impactando los presupuestos de 2024. Se requiere trabajo conjunto Gobierno-industria para incrementar las reservas y lograr el cumplimiento de las metas de producción.

5. SEGURIDAD EN LAS OPERACIONES Y CONFLICTIVIDAD REGIONAL

A continuación se presenta un análisis alrededor de las condiciones de seguridad y conflictividad regional, derivado de las cifras reportadas por las encuestadas para el primer semestre del 2023 y complementado por análisis oficiales:

- Al comparar las respuestas dadas para el primer semestre de 2023 frente al mismo período de 2022, se calcula un deterioro en materia de seguridad y conflictividad en los territorios donde opera la industria, principalmente en Arauca, Caquetá, Meta y Putumayo. Reflejo de lo anterior, lo ocurrido en Caquetá, donde las operaciones de exploración y producción se suspendieron totalmente, y en Arauca, donde se suspendieron parcialmente, fue lo que llevó a diferir aproximadamente 3 millones de barriles de petróleo durante 2023.

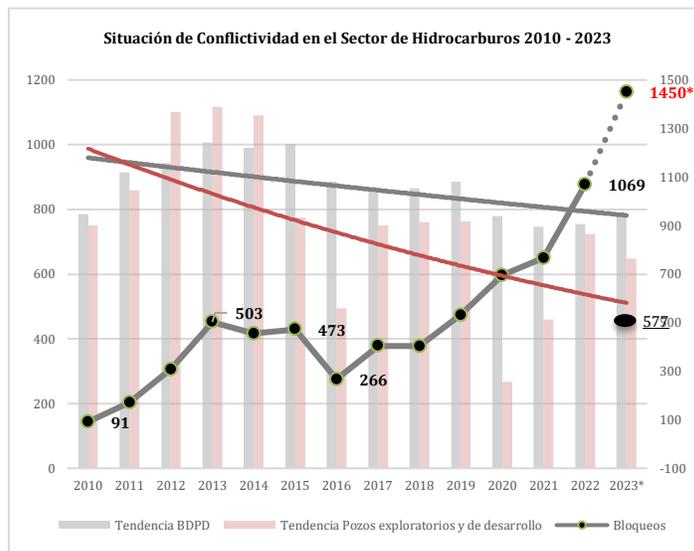
- En 2023, de acuerdo con cifras oficiales del Ministerio de Defensa²¹, los atentados a la infraestructura estratégica del sector hidrocarburos incrementaron en un 54% comparado con el año inmediatamente anterior, lo cual cambió la tendencia a la baja que se venía reportando desde 2018 (Gráfica 18).



- Este sector tampoco ha sido ajeno a los efectos que actualmente genera la presencia de distintos actores armados ilegales y delincuencia común en las zonas de operación. De acuerdo con las empresas afiliadas, hay un incremento en la extorsión y secuestros a contratistas y comunidades vecinas a las operaciones, lo cual coincide con las cifras reportadas por el Ministerio de Defensa Nacional, y que muestran incremento en el secuestro del 51% y extorsión del 6,5% en 2023, frente a 2022 en estos territorios²²; así mismo, se percibe entre las afiliadas un incremento de amenazas, hurto de materiales y quema de vehículos, que pueden estar asociados a lógicas de disputa y control territorial y de rentas ilícitas.
- También, se identificó un incremento en el número e intensidad de las vías de hecho en el país, así como un aumento en el número de personas que participaron en las mismas. De acuerdo con las cifras reportadas por los encuestados y de conformidad con análisis internos, durante el primer semestre del 2023, el número de bloqueos se incrementó en un 25% con respecto al mismo período del 2022.

²¹ Ministerio de Defensa. Delitos contra la seguridad pública 2023

²² Idem



Fuente: Sistema de Monitoreo a la Conflictividad, cálculos ACP.

○ A 30 de junio de 2023 se reportaron 577 bloqueos a las operaciones a nivel nacional. Al momento de publicación de este informe, no se cuenta con las cifras consolidadas de la industria para el cierre de diciembre 2023, no obstante, si se realiza un análisis estadístico siguiendo la tendencia de dicho año, se estima que, a diciembre de 2023 habrían ocurrido entre 1.200 y 1.450 bloqueos al año (Gráfica 19).

○ Se destaca que, si bien los bloqueos a las operaciones son multicausales, estos se manifiestan especialmente en mayores demandas de contratación laboral, de bienes y

servicios e inversión social por parte de las comunidades a las empresas.

- Es importante mencionar que, en los últimos años, la actividad del sector ha venido con una tendencia operacional a la baja (Colombia pasó de 1.118 pozos perforados y una producción diaria de un millón de barriles en 2013, a 649 pozos perforados y una producción diaria de 777 mil barriles de petróleo diario promedio en 2023), lo cual se ve reflejado en menor contratación laboral y de bienes y servicios en lo local, generando una brecha entre las expectativas que tiene el territorio versus la capacidad real que tiene esta industria para responder a estas expectativas, sumado a la poca diversificación económica de los territorios en los cuales esta industria opera.

6. RECOMENDACIONES: PRIORIDADES PARA MANTENER LA INVERSIÓN E&P EN COLOMBIA

Con el objetivo de contribuir a mejorar aquellos aspectos que están ralentizando la inversión en la industria, en el corto y mediano plazo se propone trabajar conjuntamente en las siguientes medidas:

- **Se requieren con urgencia señales de estabilidad política, jurídica y financiera desde el alto Gobierno.** La inversión extranjera del sector depende en gran medida de mensajes claros que fomenten un ambiente adecuado, que contribuya al desarrollo del país y, en particular, de la industria, y a la estabilidad ante las diferentes variables macroeconómicas, entre otras.
- **Impulsar la exploración y producción de hidrocarburos:** complementar los incentivos a la exploración definidos en el Acuerdo 6 del 2023, avanzar en la reposición de áreas y definir medidas que dinamicen la producción, entre otras.

- **Optimizar la administración de contratos:** realizar una revisión y ajuste para retornar al principio de autonomía de la voluntad de las partes en los contratos firmados con la ANH y avanzar en la aceleración de trámites pendientes principalmente terminaciones y contratos suspendidos.

Garantizar la seguridad en las operaciones y mejorar viabilidad de entorno: fortalecer estrategias que permitan un mayor entendimiento de la industria en las regiones y mejoren su relacionamiento con los diferentes grupos de interés. Definir un modelo de relacionamiento estándar, procedimientos claros y definidos ante hechos de protesta social que sean compartidos con todos los niveles de Gobierno y el sector empresarial. Trabajar conjuntamente Gobierno – industria para mejorar la seguridad de las operaciones y de la infraestructura. Para ello, es importante fortalecer la Estrategia Territorial de Hidrocarburos que lidera la ANH, no solo con las entidades que tradicionalmente hacen parte de esta, como el Servicio Público de Empleo y Ministerio del Interior, sino también con otras entidades clave en la prevención y gestión de la conflictividad social como las superintendencias de Transporte e Industria y Comercio y el Departamento Nacional de Planeación.

Así mismo, es importante desarrollar mecanismos efectivos y eficientes de coordinación y concurrencia entre los distintos niveles de Gobierno.

- **Asegurar la viabilidad económica de los proyectos y la competitividad del país:** generar estabilidad fiscal con una carga tributaria que no la desestime y que mantenga un nivel competitivo con los países de la región que compiten con Colombia para atraer inversión y capital de riesgo al sector de exploración y producción de hidrocarburos. Implementar incentivos para promover el desarrollo de proyectos de recobro mejorado, y revisar los precios de referencia para el cálculo del derecho por precios altos a favor de la ANH para que reflejen las condiciones actuales del mercado, que difieren de las prevalecientes a principios de la década del 2000 cuando fueron establecidos.
- **Impulsar y promover el desarrollo del gas natural:** poner en firme la flexibilización del marco comercial del suministro de gas, buscando que los mecanismos, cronogramas y condiciones de comercialización se alineen con las realidades operativas de las diferentes fuentes tanto en tierra como costa afuera. De forma paralela y prioritaria asegurar la entrada en operación de nuevas capacidades de transporte de manera eficiente y oportuna, lo cual viabiliza la interconexión entre los mercados, la entrada de campos no conectados al Sistema Nacional de Transporte (SNT), el desarrollo de nuevas fronteras productivas y la creación de demanda.
- **Reducir la tarifa del servicio de transporte por ducto de petróleo y de gas natural:** avanzar en cambios normativos que permitan establecer tarifas de transporte por oleoductos y gasoductos, con base en la valoración eficiente de los activos, la competitividad del mercado y el agotamiento de las reservas.
- **Optimizar los trámites ambientales:** revisar los requisitos definidos en las licencias ambientales de modo que sean acordes con los proyectos. Ajustar la normatividad que permita ampliar las alternativas de compensación. Trabajar conjuntamente con las Corporaciones Autónomas Regionales y la ANLA con el propósito de establecer tiempos de respuesta oportunos en los trámites.

- **Apoyar e impulsar la diversificación productiva y el desarrollo de proyectos socio-ambientales estratégicos:** es importante que desde el Gobierno nacional, en conjunto con las autoridades locales y regionales, se trabaje decididamente en la diversificación productiva de los territorios en los cuales la industria tiene presencia, así como trabajar en una articulación Gobierno - industria para priorizar la ejecución de proyectos estratégicos para las regiones, alineando distintas fuentes de financiación como regalías, obras por impuestos, obras por regalías, compensaciones ambientales, así como inversiones de otros sectores productivos, que permitan una capilaridad económica y fortalezcan el tejido empresarial regional.

EN RESUMEN:

Balance 2023:

- La inversión total en exploración y producción en el país fue de USD 4.830 millones, 1% inferior a la de 2022. La reducción se debió principalmente a retrasos en trámites ambientales, dificultades para operar y a reducción del flujo de caja de las empresas debido a la Reforma Tributaria.
- En exploración se invirtieron USD 1.050 millones, 85% de lo presupuestado. Se perforaron 42 pozos, 93% de éstos son obligaciones contractuales y se adquirieron 1.367 km 2D eq de sísmica.
- En producción se invirtieron USD 3.780 millones, aumento de 5% frente a 2022.
- El volumen de producción de petróleo fue de 777 kbdp, crecimiento del 3% frente al 2022. La producción comercializada de gas fue de 1.059 MPCD, 1% inferior a la del 2022.

Perspectivas 2024:

- Se estima que la inversión total en exploración y producción será de USD 4.600 millones; 5% inferior a la de 2022.
- Una inversión exploratoria estimada en USD 1.100 millones, 5% superior a la de 2023, 62% será en tierra firme y el restante costa afuera. Esta cifra puede sufrir cambios sustanciales de no llegar a los 40 pozos exploratorios que se tienen estimados.
- El 64% del presupuesto de exploración tendrá foco en gas natural y el 81% en el cumplimiento de obligaciones contractuales con la ANH. Se espera una perforación de entre 30 y 40 pozos exploratorios, incluyendo la perforación de dos pozos costa afuera y entre 2.800 y 3.300 km equivalentes de sísmica.
- En producción se estima un presupuesto de inversión de USD 3.500 millones, 7% inferior a la de 2023, enfocada en sostener la producción y evitar la declinación de los campos.

- o Para este año se espera una producción promedio de petróleo de 780 -790 kbpd y un potencial de producción de gas de 1.020 MPCD.

ANEXO 1
Inversión en exploración y producción por departamentos 2024
Cifras en millones de dólares

Departamento	Inversión en exploración (MUSD)	Participación
Costa Afuera	412,8	37,5%
Casanare	158,8	14,4%
Meta	91,7	8,3%
Arauca	66,5	6,0%
Córdoba	42,5	3,9%
Magdalena	40,6	3,7%
Putumayo	40,2	3,7%
Sucre	40,0	3,6%
Cesar	37,3	3,4%
Atlántico	32,6	3,0%
Cundinamarca	32,1	2,9%
Tolima	20,0	1,8%
Huila	6,5	0,6%
Boyacá	5,3	0,5%
Norte de Santander	4,7	0,4%
Bolívar	3,0	0,3%
Santander	0,7	0,1%
Sin identificar	64,8	5,9%
Total	1100,0	

Departamento	Inversión en producción (MUSD)	Participación
Meta	1915,0	54,7%
Casanare	541,2	15,5%
Arauca	261,6	7,5%
Santander	143,0	4,1%
Putumayo	87,8	2,5%
Córdoba	71,3	2,0%
Huila	49,3	1,4%
Boyacá	48,4	1,4%
Magdalena	41,0	1,2%
Cesar	39,1	1,1%
Guajira	16,1	0,5%
Tolima	9,7	0,3%
Bolívar	2,6	0,1%
Atlántico	2,2	0,1%
Caquetá	0,8	0,0%
Sucre	0,6	0,0%
Sin identificar	270,4	7,7%
Total	3500,0	