

¡Colombia aumentó sus reservas probadas! En petróleo alcanzó un horizonte de 7,2 años y en las de gas se advierde un cambio positivo en la tendencia de los últimos años.

- Colombia aumentó sus reservas probadas de petróleo en el 2024, reponiendo en 105% lo producido; lo que significa que, en el 2024 por cada 100 barriles producidos, se repusieron 105 barriles. La relación reservas/producción, es de 7,2 años, superando la del año anterior. La incorporación total anual para petróleo se incrementó en un 30%. (pág. 7 y 10 del IRR 2024)
- En gas, la relación reservas/producción cambió su tendencia, pasando de caer un año por vigencia, a solo 2 meses entre 2023 y 2024, siendo de 5,9 años para 2024. Adicionalmente, la reposición de reservas fue de 42 Gpc, siendo positiva a diferencia del año anterior. (pág. 7 y 20 del IRR 2024)
- Las medidas adoptadas para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas, a partir de contratos vigentes, demostraron resultados importantes tanto en petróleo como en gas. (pág. 7, 28, 29 y 30 del IRR 2024)
- Como resultado de las medidas adoptadas en el IRR¹ 2023, se avanzó en la coordinación interinstitucional; en la modernización normativa y en la eficiencia operacional, logrando incorporar en reservas 1P 36 Mbl² en petróleo y 84 Gpc³ en gas, provenientes de recursos contingentes. (pág. 7 del IRR 2024)
- Entre el 2023 y el 2024 la incorporación de reservas 1P debida a la implementación y seguimiento de los PPI- EOR aumentó en un 200% para petróleo y 104% para gas⁴, revirtiendo la tendencia de años anteriores. (pág. 7, 13 y 21 del IRR 2024)
- El recaudo de regalías por hidrocarburos desde el 7 de agosto del 2022 y hasta diciembre del 2024 (29 meses) fue de 22,6 billones de pesos, es decir 0,8 billones promedio mensual; mientras que, en el anterior Gobierno, en el mismo periodo fue de 13,6 billones, es decir un promedio de 0,5 billones por mes. (pág. 7 del IRR 2024)

¹ Informe de recursos y reservas.

² Millones de barriles

³ Giga pies cúbicos

⁴ Los proyectos de EOR-PPI están asociados a yacimientos de petróleo o gas condensado

Bogotá, 27 de mayo de 2025. El Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) presentan el Informe de Reservas y Recursos IRR 2024, en el cual se analiza el comportamiento tanto para petróleo como para gas de las reservas y los recursos contingentes.

Datos a destacar

Reservas de Petróleo

Se destaca que las reservas probadas (1P) para Petróleo⁵ en el 2024 son 2.035 Millones de barriles (Mbl), mientras que en el año 2023 fueron de 2.020 Mbl, lo que indica un aumento del 0,74%, pese a la caída en el precio de referencia (3,5%). La relación R/P (Reservas/Producción) con base en reservas probadas pasó de 7,1 años en el 2023 a 7,2 años para el 2024. (pág. 9 y 10 del IRR 2024)

La incorporación total entre 2023 y 2024 fue de 298 Mbl, lo que implica un crecimiento del 30% (69 Mbl). (pág. 10 y 11 del IRR 2024)

Al analizar la variación acumulada de las reservas probadas (1P), entre 2018 y 2024, se tiene que la incorporación total fue de 1.797 Mbl, superando la producción de 1.720 Mbl durante el mismo período, lo cual significa que no solo se ha reemplazado lo producido, sino que se ha adicionado un 4,47%. Para el 2024 por cada 100 barriles producidos, se repusieron 105 barriles. (pág. 13 del IRR 2024)

Frente al factor de recobro, entre el 2023 y el 2024 la incorporación de reservas debido a los proyectos de recobro mejorado y a los proyectos de producción incremental viabilizados (EOR - PPI) aumentó en un 200% (60 Mbl), revirtiendo la tendencia decreciente que traía desde 2018. Lo anterior producto de la gestión al seguimiento de los factores de recobro a partir de las medidas adoptadas en el 2024 (con base en el IRR 2023) para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas. (pág. 12 y 13 del IRR 2024)

Finalmente, Entre el año 2018 y 2024, la incorporación de nuevas reservas por proyectos exploratorios fue del 2,8% (50 Mbl), mientras que la incorporación a partir de la gestión de volúmenes conocidos fue de 94% 1.693 Mbl. **Esto muestra que resulta más**

⁵ Las reservas P1 en Petróleo el 98,79% fueron certificadas por una compañía externa especializada, mientras que en las de Gas el 97,26%. Las reservas 1P deben ser certificadas por una compañía externa especializada si las mismas son superiores a 1 millón de barriles de petróleo equivalente (MBPE), aunque algunos campos con reservas inferiores a este mínimo presentaron la certificación correspondiente

eficiente gestionar sobre los volúmenes ya descubiertos, en los contratos vigentes.
(pág. 13 del IRR 2024)

Recursos contingentes de petróleo

Los recursos contingentes (RC) son volúmenes descubiertos y potencialmente recuperables que no son considerados comerciales debido a diversas contingencias. En 2024, los recursos contingentes de petróleo (1C) fueron de 438 Mbl. Los recursos contingentes totales (3C) se ubican en 2.417 Mbl en 2024, la diferencia entre los volúmenes del IRR 2023 e IRR 2024 se atribuye principalmente a reclasificación de RC a reservas, ya sea por aprobación de PPI y/o viabilidad técnico-económica de proyectos; y también debido a la eliminación de recursos contingentes asociados a volúmenes más allá del límite económico. (pág. 16 y 17 del IRR 2024)

Reservas de Gas

Las reservas probadas para Gas (1P) en el 2024 fueron 2.064 Giga pies cúbicos (Gpc). La relación R/P (Reservas/Producción) con base en reservas probadas pasó de 6,1 años en el 2023 a 5,9 años para el 2024, revirtiendo su fuerte tendencia, pasando de caer un año por vigencia, a solo 2 meses entre 2023 y 2024. Adicionalmente, no solo se recuperó la desincorporación presentada en 2023, sino que se logró una incorporación positiva de 42 Gpc. (pág. 19 y 20 del IRR 2024)

Se destaca que de los 37 Gpc de nuevas incorporaciones, 32 Gpc corresponden a la gestión para la superación de contingencias. Además, los 104 Gpc de gas incorporados por EOR -PPI⁶ corresponden a la gestión de seguimiento al factor de recobro. (pág. 21 del IRR 2024)

Entre el 2023 y el 2024 la incorporación de reservas debida a EOR - PPI⁷ aumentó en 104 Gpc (104%) que representaría un tercio de la producción comercializada anual, revirtiendo la tendencia de los años anteriores. Históricamente el 2024 representa la incorporación más alta por EOR-PPI. (pág. 21 y 22 del IRR 2024)

Finalmente, entre el año 2018 y 2024 la incorporación total fue de 579 Gpc. En el mismo período, la incorporación de nuevas reservas por proyectos exploratorios fue del 35% (201 Gpc), mientras que la incorporación a partir de la gestión de volúmenes conocidos fue del 66% (385 Gpc). **Esto muestra que resulta más eficiente gestionar sobre los volúmenes ya descubiertos, en los contratos vigentes.** (pág. 23 del IRR 2024)

Recursos contingentes de Gas

⁶ Los proyectos de EOR - PPI están asociados a yacimientos de petróleo o gas condensado.

⁷ Ibídem 5

En 2024, los recursos contingentes de gas (1C) fueron de 2.396 Gpc, un aumento del 86% respecto al 2023, mientras que los totales (3C) aumentaron un 48%, alcanzando 11.096 Gpc en 2024. En general, corresponden a recursos certificados en algunas áreas en evaluación y valoraciones positivas, especialmente en Offshore. **Estos recursos, ya descubiertos y potencialmente recuperables, podrían convertirse en reservas probadas al superar las contingencias.** (pág. 24, 25 y 26 del IRR 2024)

Medidas adoptadas para garantizar la gestión eficiente de las reservas y recursos contingentes de petróleo y gas en los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes (pág. 31 a 40 del IRR 2024)

A partir de los resultados de las medidas implementadas durante 2024 (con base en el IRR 2023), y con el fin de continuar fortaleciendo la gestión eficiente de las reservas, recursos y producción de petróleo y gas, el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se permiten anunciar 16 medidas que serán implementadas en el año 2025.

Coordinación Interinstitucional

1. **Continuar con el desarrollo del Comité Interinstitucional de Hidrocarburos (CIH)** para la implementación de estrategias adicionales enfocadas a la gestión eficiente de recursos y reservas.
2. **Conformación de Comités Territoriales** para la superación de contingencias de proyectos de hidrocarburos con la participación del MME, MinDefensa, MinInterior, MinAmbiente, ANLA, CAR, empresas operadoras, autoridades locales y la ANH.

Regulación y Modernización normativa

3. Expedición del Acuerdo ***“Por el cual se adoptan medidas para promover el cumplimiento y normalización de los actuales contratos y convenios misionales de hidrocarburos en el marco de la transición energética justa”***, lo que permitirá la modernización contractual, mayor eficiencia en la exploración y producción, promoción de proyectos para aumentar el factor de recobro y los proyectos de producción incremental, e incentivar la inversión en energías renovables.
4. Modificación de Resolución 077 de 2019. ***“Por medio de la cual se actualiza la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo del Acuerdo No.11 de 2008 y el Acuerdo No.003 de 2018”***, con el fin

de actualizar los criterios y mejorar la calidad de la información presentada, que permita identificar, seguir y gestionar los recursos y reservas de forma más eficiente.

5. Promover estrategias que busquen mejorar la eficiencia energética para el mayor aprovechamiento de los recursos existentes.
6. Expedición de la Resolución **que establezca la metodología de remuneración para activos de transporte reconvertidos, con el fin de viabilizar los proyectos previstos en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN)**, permitiendo la interconexión entre sistemas de transporte, el flujo del suministro nacional e importado y superar las contingencias por infraestructura.
7. Expedición de la Resolución **“Por la cual se establecen los lineamientos para la solicitud, aprobación, ejecución, seguimiento, modificaciones y terminación a los Proyectos de Producción Incremental (PPIs)”**.
8. Expedición de la modificación de la Resolución 40236 de 2023 **“Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional”**.
9. Expedición del **“Manual técnico especializado en recobro mejorado (EOR), y la metodología de cálculo para la Tasa Máxima Eficiente de Producción (MER)”**.
10. **Fortalecimiento de la presencia institucional en el territorio, a través de la Estrategia Territorial de Hidrocarburos (ETH), con el objetivo de abordar las causas de conflictividad social, orden público y medioambiental que pudiesen presentarse en los contratos vigentes**, al tiempo que se implementa la estrategia de reactivación de contratos suspendidos y mitigación de riesgos de nuevas suspensiones de contratos y convenios de hidrocarburos vigentes, a través de un monitoreo y seguimiento a cada uno de estos.
11. A partir de la línea base realizada por la ANH sobre el factor del recobro, **hacer seguimiento al factor de recobro actual y al factor último esperado (EUR) en los campos en explotación dentro de los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes**, identificando cuales campos están por debajo de la media mundial, acorde con las buenas prácticas de la industria, **y así establecer estrategias e incentivos para el aumento de la recuperación final estimada, en cumplimiento de lo dispuesto en el PND**.
12. Implementar eficientemente la Resolución 40537 de 2024 **“por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de**

hidrocarburos", haciendo énfasis en el seguimiento en materia de exploración y producción de hidrocarburos, especialmente en el desarrollo de **los estudios técnico-económicos para optimizar la eficiencia de recuperación (FR) de los hidrocarburos, priorización de proyectos de recobro en los campos y el cálculo de la Tasa Máxima Eficiente de Producción (MER).**

13. Continuidad del Proceso Permanente de Activos Productivos (PPAP).
14. **Fortalecimiento de la estrategia de acompañamiento interinstitucional que facilite y promueva la superación de las contingencias en los recursos descubiertos a corto, mediano y largo plazo.** Esto con el objetivo de incorporar reservas en los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes.
15. **Acelerar las etapas de licenciamiento social y ambiental del proyecto Sirius,** para optimizar tiempos y contar con la incorporación de estas reservas para su posterior explotación.
16. Implementar el proyecto para modernizar y mejorar la eficiencia y eficacia de la fiscalización de hidrocarburos, mediante el uso y fortalecimiento de tecnologías de información y comunicación (TIC).