

De acuerdo con el más reciente Informe de Recursos y Reservas de la ANH,
CAMPETROL destaca el potencial de recursos contingentes Offshore para impulsar la soberanía energética del país

- **Destacamos las 16 medidas adoptadas por la ANH para la gestión eficiente de las reservas y recursos** contingentes de petróleo y gas en los contratos y convenios de hidrocarburos vigentes para el año 2025.
- Invitamos a que los proyectos *Offshore* sean declarados Proyectos de Interés Nacional Estratégico (**PINE**): concentran el 67,1% (7.448 Gpc) del gas contingente (3C), **necesarios para reducir la importación de gas en el mediano plazo.**

En 2024, frente a 2023:

- Las reservas probadas (1P) de petróleo y gas natural alcanzaron 2.035 Mbl y 2.064 Gpc, **con variaciones de 0,7% y -13,0%**, y una relación reservas/producción (R/P) de 7,2 y 5,9 años, frente a 7,1 y 6,1 años, respectivamente.
- Se incorporaron 298 Mbl de petróleo, un aumento de 30,1%, **reponiendo el 105% de lo producido**. Del total, 6,7% (20 Mbl) correspondió a reclasificaciones, 20,1% (60 Mbl) a Proyectos de Producción Incremental y Factor de Recobro, y **74,5% (222 Mbl) a revisiones técnicas.**
- La incorporación total de gas en 2024 fue de 42 Gpc; los Proyectos de Producción Incremental (PPI) y Recobro Mejorado (EOR) aportaron 104 Gpc, y los nuevos descubrimientos, 37 Gpc.

Bogotá D.C., 27 de mayo de 2025. Desde la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía (CAMPETROL), reconocemos el esfuerzo de todos los actores del sector que permitió cambiar las tendencias de los indicadores de reservas de petróleo y gas en 2024, así como la contribución del Comité Interinstitucional de Hidrocarburos liderado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Este compromiso se refleja en los resultados del [Informe de Recursos y Reservas \(IRR\) del 2024](#), presentado por la ANH, el cual señala que, para el año en mención, la relación entre reservas probadas y producción (R/P) fue de 7,2 años de petróleo y de 5,9 años de gas. En petróleo esto significó un aumento de 0,1 años (1,1%) y en gas, una disminución de 0,2 años (-4,0%).

Petróleo

En 2024, las reservas probadas de petróleo (1P) llegaron a los 2.035 millones de barriles (Mbl), un aumento de 15 Mbl (0,7%) respecto a los 2.020 Mbl de 2023. Esto sucedió en un contexto en donde el barril de crudo, referencial Brent ([EIA](#)), disminuyó 2,4% entre 2023 y 2024, al pasar de un promedio anual de \$82,5 USD/Bl a \$80,5 USD/Bl.

En 2024, la producción anual total de petróleo en Colombia fue de 283 Mbl, lo que representa una disminución de 1 Mbl (-0,4%) respecto al volumen registrado en 2023 (284 Mbl). Al contrastar este resultado con el promedio del total de la producción anual de los últimos diez años (2014–2023), que fue de 312 Mbl, se observa una disminución de 29 Mbl (-9,2%).

La incorporación total anual de petróleo en 2024 fue de 298 Mbl, lo que representa un aumento de 69 Mbl (30,1%) frente a 2023 (229 Mbl), y una caída de 29 Mbl (-10,7%) en comparación con el promedio de los últimos diez años (327 Mbl). Del total incorporado, el 6,7% (20 Mbl) correspondió a reclasificaciones, el 20,1% (60 Mbl) a Proyectos de Producción Incremental (PPI) y Recobro Mejorado (EOR), y el 74,5% (222 Mbl) a revisiones técnicas. **Como resultado de estas incorporaciones, la tendencia descendente del indicador R/P se revirtió respecto a los dos años anteriores.**

Es importante analizar **las nuevas incorporaciones de petróleo** asociadas a descubrimientos que alcanzaron un volumen de 3 Mbl, lo cual, **está por debajo de los niveles observados en 2012 y 2013**, cuando se incorporaron 152 Mbl y 168 Mbl, respectivamente. Además, es 98 Mbl inferior al mejor dato de la última década (100 Mbl), lo que representa una reducción del 97,0%.

Gas

En 2024, las reservas probadas de gas natural (1P) alcanzaron los 2.064 giga pies cúbicos (Gpc), lo que representó una disminución de 309 Gpc (-13,0%) frente a 2023 (2.373 Gpc) y de 753 Gpc (-26,7%) en comparación con 2022.

Por su parte, **la producción anual de gas comercializado se ubicó en 351 Gpc**, registrando una reducción de 35 Gpc (-9,1%) respecto al año anterior (386 Gpc), de 41 Gpc (-10,5%) frente a 2022 (392 Gpc), y de 41 Gpc (-10,5%) en relación con el promedio de la última década (392 Gpc).

En cuanto a la incorporación total anual de gas, en 2024 se reportaron 42 Gpc, lo que representa un aumento de 100 Gpc respecto al valor negativo de 2023 (-58 Gpc). No obstante, esta cifra

refleja una disminución de 3 Gpc (-6,7%) frente a 2022 (45 Gpc), y una caída de 67 Gpc (-61,5%) al compararla con el promedio de los últimos diez años (109 Gpc).

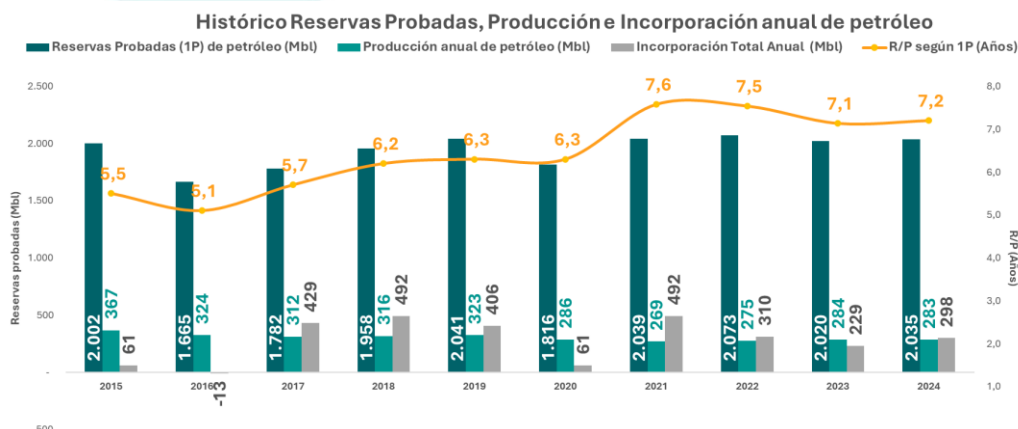
Sobre las nuevas incorporaciones de gas natural (descubrimientos), en 2024 sumaron 37 Gpc, lo que representa un incremento de 7 Gpc (23,3%) frente a 2023 (30 Gpc), de 1 Gpc (2,8%) respecto a 2022 (36 Gpc), y de 11 Gpc (44,0%) en comparación con el promedio de la última década (26 Gpc). **Cabe señalar que, dentro del gas incorporado por Proyectos de Producción Incremental (PPI) y Recobro Mejorado (EOR), se atribuyen 104 Gpc, y por descubrimientos, 37 Gpc.**

Finalmente, en lo que respecta a los recursos contingentes de gas natural (3C), el informe reporta un volumen total de 11.096 Gpc, lo que equivale a un aumento de 3.590 Gpc (47,8%) frente a 2023 (7.506 Gpc) y de 5.289 Gpc (91,1%) respecto a 2022 (5.807 Gpc). **De este total, el 67,1% (7.448 Gpc) corresponde a volúmenes asociados a proyectos Offshore**, mientras que el 32,9% (3.648 Gpc) proviene de desarrollos en áreas terrestres. Por tipo de contingencia, el 42,3% (4.688 Gpc) está asociado a restricciones ambientales y/o sociales.

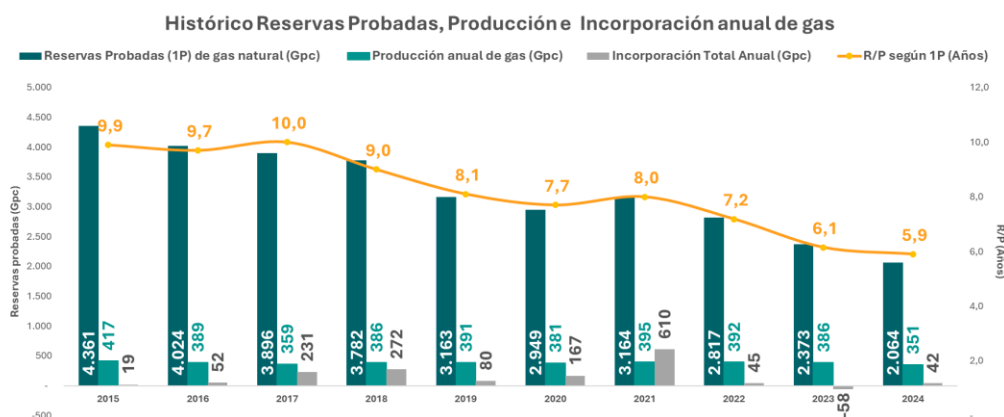
*“La viabilización de proyectos Offshore resulta fundamental para aprovechar el potencial de estos recursos contingentes, dada la proporción que representan dentro del total identificado. En este sentido, **el otorgamiento oportuno de licencias ambientales y sociales es clave para avanzar en la ejecución de estos desarrollos, garantizando la compatibilidad con los requerimientos normativos y el respeto por las comunidades y el entorno**”.* afirmó Nelson Castañeda, presidente ejecutivo de Campetrol.

Los indicadores recientes de la industria plantean la necesidad de evaluar mecanismos que contribuyan a aumentar la inversión en actividades de exploración y producción. Según el más reciente [Informe CAMPETROL: Taladros y Producción](#). En 2024 se reportaron 29 taladros de perforación activos, 13 equipos menos que en 2023 (-31,0%). En el mismo año, la producción de crudo fue de 772,7 mil barriles por día (KBPD), lo que representó una disminución de 4,5 KBPD (-0,6%) en comparación con 2023. Finalmente, durante 2024, se perforaron 34 pozos exploratorios, 17 menos que en 2023 (-33,3%).

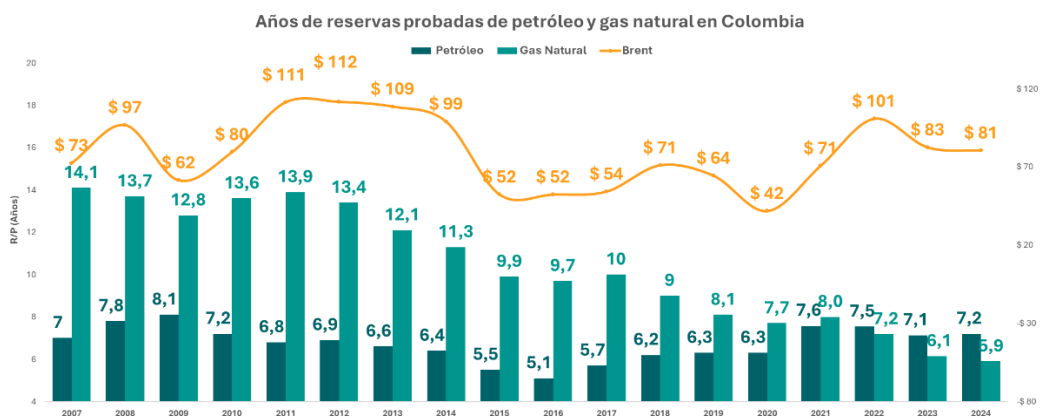
“Desde CAMPETROL reconocemos el esfuerzo de todos los actores del sector que permitió cambiar las tendencias de los indicadores de reservas de petróleo y gas, así como la contribución del Comité Interinstitucional de Hidrocarburos liderado por la ANH.”, afirmó Nelson Castañeda, presidente ejecutivo de CAMPETROL.



Fuente: ANH, Cálculos CAMPETROL



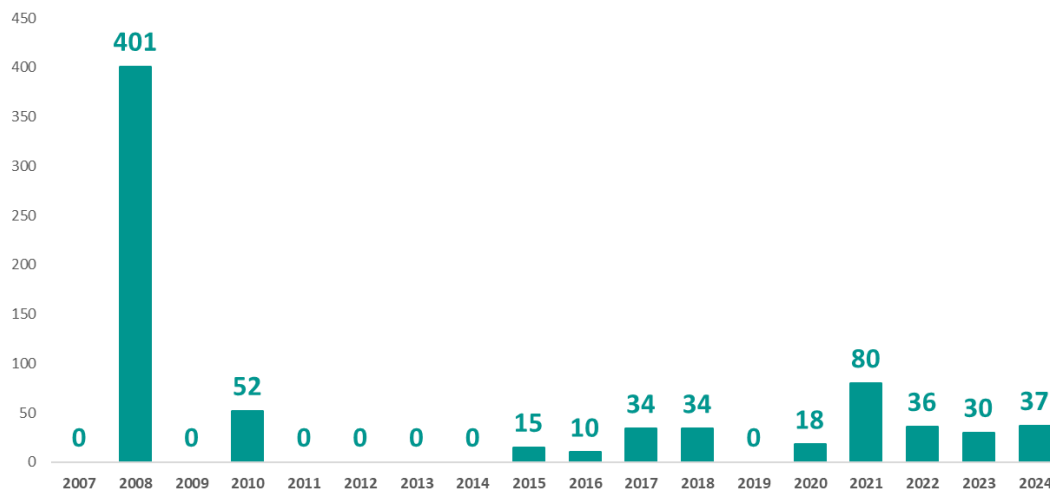
Fuente: ANH, Cálculos CAMPETROL



Fuente: ANH, [EIA](https://www.eia.com), Cálculos CAMPETROL

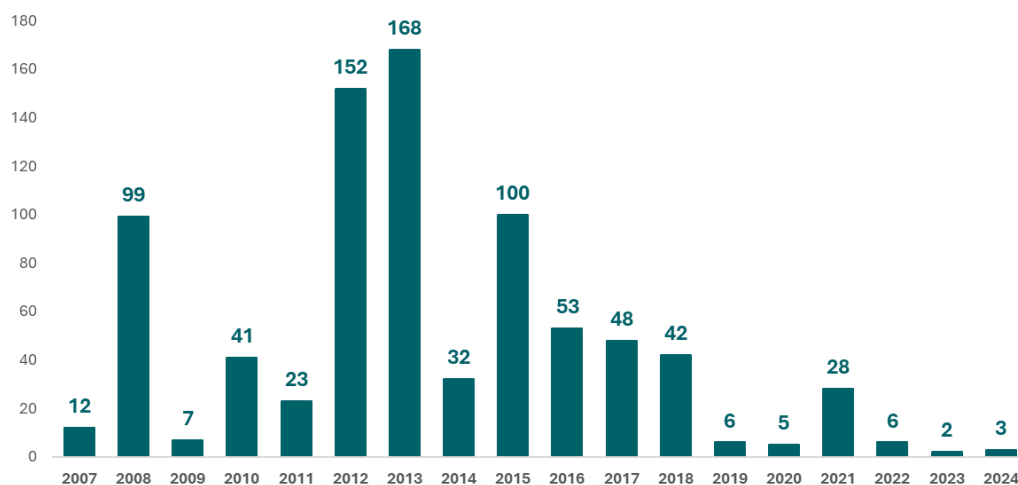


Nuevas incorporaciones (Descubrimientos) (Gpc)



Fuente: ANH, Cálculos CAMPETROL

Nuevas Incorporaciones (Descubrimientos) (Mbl)



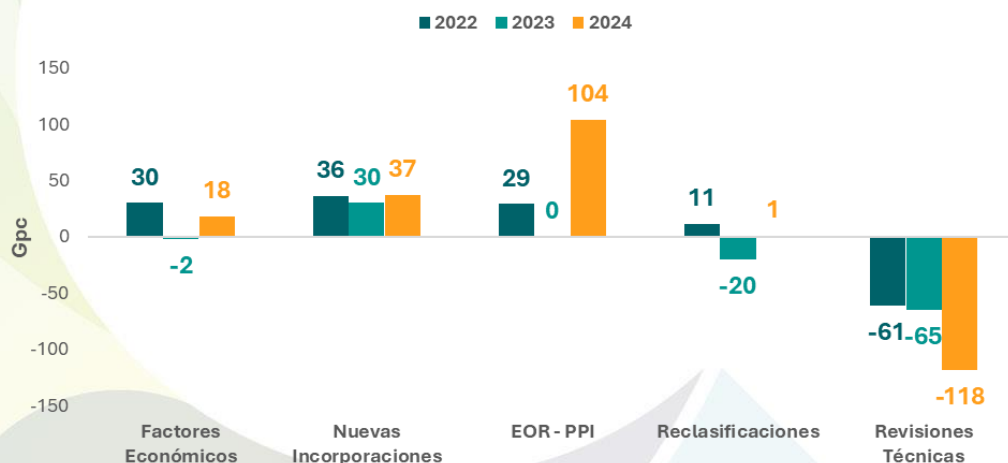
Fuente: ANH, Cálculos CAMPETROL

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



Fuente: ANH, Cálculos CAMPETROL

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



Fuente: ANH, Cálculos CAMPETROL

