



Bogotá D.C., 2 de octubre de 2026

Respetado

DIEGO ALEJANDRO GONZÁLEZ GONZÁLEZ

Secretario General

Senado de la República de Colombia

Edificio Nuevo del Congreso

Carrera 7 No. 8-68

Correo electrónico: secretaria.general@senado.gov.co

Asunto: Respuesta al radicado 20266411227502– ID 2241632 | Cuestionario proposición No. 49 relacionada con “la crisis del sector de gas en Colombia, sus implicaciones en las tarifas para los usuarios, la industria y el suministro de energía, así como el riesgo de suministro y sus consecuencias” | H.S. Miguel Ángel Barreto

Reciba un cordial y respetuoso saludo:

La Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, recibió invitación a debate de control político sobre la proposición No. 49 presentada por el H.S. Miguel Ángel Barreto, relacionada con “la crisis del sector de gas en Colombia, sus implicaciones en las tarifas para los usuarios, la industria y el suministro de energía, así como el riesgo de suministro y sus consecuencias”.

Una vez estudiado el cuestionario de la proposición dirigido a la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en los artículos 258 y 259 de la Ley 5ª de 1992, y atendiendo las competencias asignadas en el Decreto 714 de 2012 y en la Resolución ANH 0375 del 29 de mayo de 2024, se procede a emitir respuesta de las preguntas planteadas, en los siguientes términos:

Cuestionario Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

1- Estado de Reservas: Con base en el informe oficial donde las reservas probadas (1P) cayeron a una relación de suficiencia crítica, ¿cuáles son las causas técnicas subyacentes de este desplome en la tasa de reposición de reservas?

Respuesta: El Informe de Recursos y Reservas (IRR) con corte a 31 de diciembre de cada año, es presentado anualmente a la ANH a más tardar el 1º de abril del año siguiente, por parte de las compañías operadoras que realizan actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país, acorde con lo establecido en la Resolución 0895 de 2025 “Por la cual se actualiza la forma y contenido de la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo de los Acuerdos No. 11 de 2008 y No. 003 de 2018 expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”

La consolidación de la información se realiza con sujeción a los parámetros establecidos en el documento denominado Sistema de Administración de Recursos Petroleros (“Petroleum Resources Management System”) SPE-PRMS versión 2018, el cual obedece a la metodología adoptada por la ANH para tal fin, en



el marco de lo establecido a través del Acuerdo No. 11 de 2008, documento que forma parte integrante de la referida Resolución 0895 de 2025.

Así las cosas, la información de recursos y reservas a 31 de diciembre de 2025 (IRR 2025) fue presentada por las compañías operadoras a la ANH el 1° de abril de 2026, fue depurada, consolidada y presentada en su oportunidad por parte de la ANH al Ministerio de Minas y Energía, quien junto con el presidente de la ANH la oficializó el pasado 23 de junio y está disponible para consulta pública en la página web de la ANH y puede descargarse directamente en formato PDF en el siguiente enlace:

https://www.anh.gov.co/documents/34600/Informe_de_Recursos_y_Reservas_-_IRR_2025_XHILahu.pdf

En relación con la pregunta planteada sobre “las causas técnicas subyacentes de este desplome en la tasa de reposición de reservas”, es pertinente indicar que el reemplazo de reservas probadas de gas natural o I/P, corresponde a la producción que es reemplazada con la incorporación de reservas, para el IRR 2025 es del -20%, como resultado de una incorporación anual negativa de -58 Gpc con relación a una producción comercializada de 290 Gpc, como se observa en la Figura 1 que representa el Balance de Reservas con corte a 31 de diciembre de 2025.

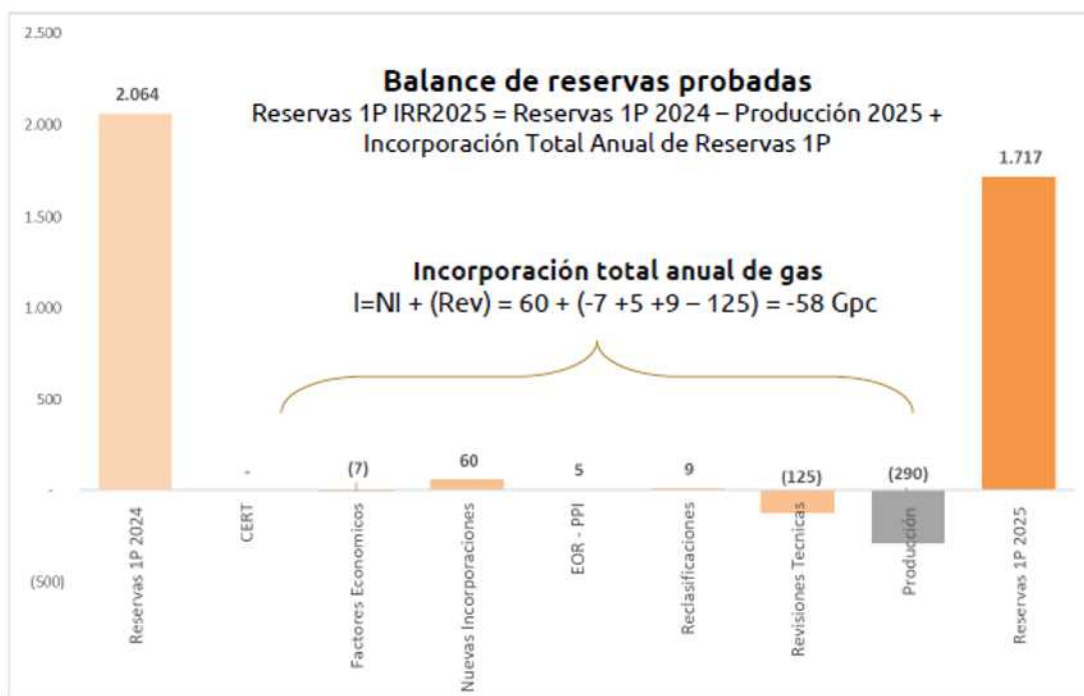


Figura 1. Detalle de la incorporación anual de reservas probadas 1P gas (Gpc) IRR 2025

En el balance de reservas probadas se evidencia que las “revisiones técnicas” son la principal variable de este comportamiento y corresponden a ajustes justificados por razones técnicas que se derivan de revisiones y análisis al modelo estático (datos geofísicos, geológicos, registros de pozo, datos de laboratorio) y modelo dinámico del yacimiento (historia de producción, pruebas de presión, registros PLT, trazadores, registros de temperatura) e incluyen asuntos críticos en la evaluación de reservas.



Teniendo en cuenta lo anterior, es importante mencionar que en la estimación de reservas probadas a 31 de diciembre de 2025 se reportaron ajustes negativos por 125 Gpc que evidencian el alto grado de madurez de los campos más representativos de gas en Colombia, donde se destacan los campos ubicados en el Piedemonte Llanero por alta complejidad técnica (necesidad de reinyección de gas para evitar bancos de condensado e intrusión de agua), menor desempeño de producción de los pozos y el respectivo impacto sobre el factor de recobro o recuperación final en estos campos de gas condensado. Así mismo se resalta en los campos principales de la Guajira (Chuchupa), agotamiento natural del recurso, donde se alcanzan factores de recobro actuales mayores al 90%.

En conclusión, las revisiones técnicas no son simples ajustes contables, sino evidencia de la declinación estructural de los principales campos, lo que explica directamente la reducción en la tasa de reposición de reservas.

2- Nuevos Contratos: Detalle el balance y la efectividad de la política de no suscribir nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos. ¿Cómo impacta esta decisión la incorporación de nuevos recursos contingentes a reservas probadas en el mediano plazo?

Respuesta: Teniendo en cuenta la Figura 1 el balance del IRR 2025, destaca lo siguiente en la incorporación total de reservas probadas:

- Nuevas Incorporaciones (descubrimientos): 60 Gpc.
- Reclasificaciones (superación de contingencias): 9 Gpc.
- Proyectos EOR-PPI: 5 Gpc como gas asociado en campos con Proyectos de Producción Incremental previamente aprobados.

Se resalta la importancia en la gestión de recursos en contratos vigentes, donde continúa la actividad exploratoria y la gestión adelantada por la ANH en el marco de las “medidas adoptadas para la gestión eficiente de recursos y reservas de la Nación”, especialmente en el 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.

Para el efecto y analizar con más detalle la política de no suscripción de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, en la Figura 2, se observa el histórico de reservas probadas, producción e incorporaciones y adicionalmente se incluye la relación reservas / producción (R/P).

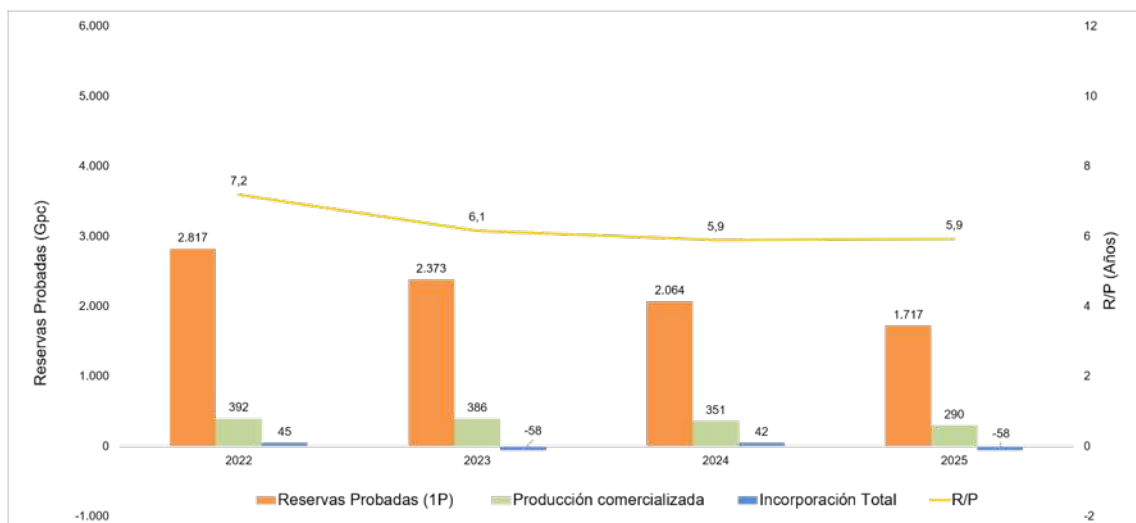


Figura 2. Histórico de reservas probadas de gas natural, producción, incorporación y R/P IRR2022 – IRR2025

La producción comercializada entre IRR2022 al IRR2025 fue de 1.419 Giga pies cúbicos (Gpc) y la incorporación total fue negativa (-29 Gpc), debido principalmente a revisiones técnicas o ajustes por -370 Gpc que evidencian el alto grado de madurez de los campos más representativos de gas en Colombia, ubicados en el Piedemonte Llanero por alta complejidad técnica y en la Guajira por agotamiento natural del recurso.

En la tabla 1, se detalla la discriminación de la incorporación total de reservas probadas entre el IRR2022 al IRR2025, periodo durante el cual se dio aplicación a la política de no suscripción de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos:

Tipo de Incorporación	Gpc				
	2022	2023	2024	2025	TOTAL
Nuevas Incorporaciones (Descubrimientos)	36	30	37	60	163
EOR - PPI	29	0	104	5	138
Factores Economicos	30	-2	18	-7	39
Reclasificaciones	11	-20	0,6	9	1
Revisiones Técnicas	-61	-66	-118	-125	-370
CERT	0	0	0	0	0
Totales	45	-58	42	-58	-29

Tabla 1. Balance Incorporación de Reservas 1P de Gas Natural (Gpc) IRR2022 – IRR2025

La incorporación por proyectos exploratorios en este periodo corresponde a 163 Gpc, siendo importante señalar que para gas natural los periodos de evaluación de los descubrimientos suelen ser más extensos. La mayoría de esta incorporación está asociada a campos localizados en el onshore del caribe colombiano.

En los últimos años, el aporte por “nuevas incorporaciones” (Nuevos descubrimientos) destaca la importancia de la actividad exploratoria para el gas natural y la necesidad de gestionar la superación de contingencias ambientales, sociales y técnicas para incorporar nuevos volúmenes de reservas, con especial enfoque en el Offshore del caribe colombiano.



La política de no suscripción de nuevos contratos de exploración de hidrocarburos aplicada durante las vigencias IRR 2022 al IRR 2025, no genera un impacto inmediato, dado que la actividad exploratoria en contratos vigentes continuó y se han reportado descubrimientos con potencial comercial, especialmente en el offshore del Caribe colombiano. En onshore se tienen áreas en evaluación en las cuales se espera la incorporación de reservas.

No obstante, a mediano plazo sí podría afectarse la incorporación de recursos contingentes y reservas, particularmente en proyectos onshore, debido a los tiempos requeridos para identificar prospectos, perforar pozos y evaluar la comercialidad de los descubrimientos.

Por lo anterior, la gestión continua y eficiente de los recursos, acompañada de un trabajo conjunto en el diseño de políticas que fortalezcan la seguridad energética del país, resulta esencial. Dichas políticas deben incentivar la confianza empresarial y la inversión en exploración, así como consolidar la estrategia de acompañamiento interinstitucional para superar contingencias —especialmente las ambientales, sociales y de infraestructura en proyectos offshore—. De esta manera, se podría reducir sustancialmente el impacto de la política de no suscripción de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos aplicada durante las vigencias 2022 a 2026.

3- Yacimientos No Convencionales: Tras las restricciones a los proyectos de yacimientos no convencionales (fracking), ¿qué alternativas técnicas cuantificables propone la ANH para sustituir el potencial de gas que albergaban dichas cuencas?

Respuesta: Es preciso señalar, en primer lugar, que de acuerdo con las funciones establecidas en el Decreto 714 de 2012, no es competencia funcional de la ANH diseñar tecnologías o métodos de explotación. La responsabilidad de formular y proponer técnica y operativamente los proyectos recae sobre las empresas operadoras (contratistas). El rol de la ANH consiste en fiscalizar, evaluar y validar la competencia técnica y la funcionalidad de dichas propuestas, garantizando la eficiencia en la explotación y el cumplimiento de la normativa técnica y ambiental.

No obstante lo anterior, desde su rol de administrador de los recursos hidrocarburíferos de la Nación, la ANH orienta y viabiliza estratégicamente los esfuerzos de la industria para garantizar el abastecimiento de gas. Ante una restricción de explotar los Yacimientos No Convencionales (YNC), las alternativas técnicas y operativas que la Agencia promueve y fiscaliza se centran en dos ejes principales:

- **Intensificación de la exploración y explotación en Yacimientos Convencionales:** Promoviendo la optimización de campos maduros, la implementación de tecnologías de recobro mejorado (EOR) y la búsqueda exhaustiva de nuevos prospectos en cuencas terrestres (onshore) tradicionales y emergentes.
- **Desarrollo de descubrimientos Costa Afuera (Offshore):** Como una alternativa técnica de mediano y largo plazo, la ANH acompaña y fiscaliza rigurosamente los planes de evaluación y desarrollo de los recientes descubrimientos de gas en el Mar Caribe colombiano, los cuales requieren el despliegue de infraestructura de alta complejidad por parte de los operadores.

Frente a la inquietud sobre la "sustitución" cuantificable del potencial de gas, es técnica y geológicamente imperativo aclarar que las alternativas mencionadas no reemplazan ni sustituyen de manera directa el volumen prospectivo que albergan las cuencas con YNC. El potencial estimado en los no convencionales



posee un orden de magnitud específico que no es matemáticamente intercambiable con los descubrimientos convencionales actuales.

Por lo tanto, la intensificación convencional y el desarrollo costa afuera deben entenderse como una estrategia de complementariedad. El seguimiento cuantificable a estas alternativas lo realiza la ANH mediante la consolidación y auditoría del Informe Anual de Recursos y Reservas, el cual permite medir con exactitud los volúmenes probados, probables y posibles que se van incorporando al país.

En síntesis, estas acciones buscan sumar y maximizar la incorporación de hidrocarburos para sostener la autosuficiencia energética. Asimismo, en el marco de las competencias asignadas por la Ley 2056 de 2020, viabilizar estos recursos convencionales y costa afuera resulta fundamental para mantener los volúmenes de fiscalización y producción sobre los cuales la ANH liquida el Sistema General de Regalías, garantizando así los recursos necesarios para la inversión social y el desarrollo de las regiones colombianas en el escenario de transición energética.

4- Seguimiento a Operadores: Presente el estado de cumplimiento de los programas de exploración mínimos de los contratos de gas vigentes. ¿A cuántos operadores se les ha abierto proceso de incumplimiento por demoras injustificadas?

Respuesta: En primer lugar, es preciso aclarar que la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH– no suscribe contratos cuyo objeto corresponda exclusivamente a la exploración y producción de gas natural. Los contratos y convenios celebrados por la Agencia tienen por objeto la exploración y producción de hidrocarburos, en desarrollo de los cuales pueden presentarse descubrimientos de petróleo y/o gas.

En este sentido, se adjunta un archivo en formato Excel que contiene la relación de los contratos y convenios en ejecución vigentes que han presentado descubrimientos de gas, indicando, entre otros aspectos, el tipo de contrato, cuenca, operador, estado y etapa contractual. Para aquellos contratos respecto de los cuales resulta aplicable el seguimiento a un programa exploratorio pactado, se incluye una hoja adicional denominada “Cumplimiento Exploración”, en la cual se presenta, por contrato y por fase del Período de Exploración, el estado de cumplimiento de las obligaciones exploratorias correspondientes.

Sobre el particular, debe tenerse en cuenta que la estructura del Período de Exploración no es uniforme para todos los contratos, toda vez que depende de la minuta contractual aplicable y de las modificaciones que se hayan acordado durante su ejecución. En consecuencia, existen contratos cuyo programa exploratorio comprende dos, tres o más fases, así como fases unificadas o fases correspondientes al Programa Exploratorio Posterior –PEP–. De igual manera, algunos contratos y convenios, atendiendo a su naturaleza y condiciones particulares, no contemplan un programa exploratorio mínimo, razón por la cual en el archivo anexo se identifica como “N/A” cuando no resulta procedente efectuar este análisis.

Asimismo, para la adecuada interpretación de la información, el cumplimiento debe analizarse respecto de las fases efectivamente ejecutadas y de aquellas que actualmente se encuentran en ejecución. Estas últimas pueden estar sujetas a modificaciones en su alcance, plazo o condiciones, de conformidad con lo previsto en los respectivos contratos y convenios y en la normatividad vigente aplicable.

En consecuencia, la información presentada no incluye como obligaciones exigibles los compromisos correspondientes a fases posteriores que aún no han iniciado, toda vez que su ejecución depende de la continuidad del contratista en el Período de Exploración. De acuerdo con las condiciones contractuales aplicables, el contratista puede decidir no continuar hacia una fase posterior y renunciar al Período de



Exploración antes de su inicio. Lo anterior es independiente de la continuidad de las áreas que, según corresponda, se encuentren en Evaluación y/o Producción.

Por esta razón, la hoja “Cumplimiento Exploración” presenta el avance histórico del programa exploratorio por fases, identificando aquellas que se encuentran cumplidas, en ejecución, suspendidas o sujetas a trámites contractuales, según corresponda, permitiendo establecer hasta qué fase avanzó o se ha avanzado en cada contrato y el estado de las obligaciones asociadas a las fases efectivamente ejecutadas.

En relación a los incumplimientos por demoras injustificadas, nos permitimos indicar que de acuerdo con la información disponible, de los contratos vigentes cuyo hidrocarburo corresponde a gas, se identifican seis (6) contratos que registran incumplimientos en curso.

En particular, se encuentran registrados incumplimientos en los contratos CARBONERA, LLA 27, SN 9, SSJN-1, VIM 44 y VMM 1.

De estos, dos (2) contratos, correspondientes a LLA 27 y VMM 1, presentan incumplimientos relacionados con el no cumplimiento de actividades correspondientes a la fase de exploración.

En consecuencia, frente a la pregunta específica sobre los operadores a los que se les ha abierto proceso de incumplimiento por demoras injustificadas, se precisa que, conforme a la información reportada, son dos (2) los contratos asociados a incumplimientos relacionados con actividades de la fase de exploración: LLA 27 y VMM 1.

Los demás contratos que registran incumplimientos en curso corresponden a situaciones contractuales diferentes a lo concerniente a actividades exploratorias.

En los anteriores términos damos respuesta a su solicitud y agradecemos la atención prestada.

Cordialmente,

Ernesto Forero
Presidente Agencia Nacional de Hidrocarburos

Anexos: Lo anunciado.

Copias: H.S. Miguel Ángel Barreto | Correo electrónico: miguel.barreto@senado.gov.co



Al contestar cite Radicado 20266411363871 Id: 2255071

Folios: 8 Fecha: 02-10-2026 11:38:29

Anexos: 1 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)

Remitente: PRESIDENCIA

Destinatario: CONGRESO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA - SENADO DE LA REPUBLICA

Aprobó:

Mariela Hurtado / Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos (E) Numeral 4 parcial

Carolina Castrillón R-Vicepresidenta de Operaciones, Regalías y Participaciones (e) P-1,2 y3

Johanna Milena Aragón Sandoval/Jefe Oficina Asesora Jurídica

Revisó:

Germán Gálvis / Gerente de Seguimiento a Contratos en Exploración (E) Numeral 4 parcial

Manuel Alejandro Montealegre Rojas - Experto G3-6 VORP (Pregunta 3)

Adriana Ríos Pérez-Contratista/Componente Jurídico VORP (Preguntas 1, 2 y 3)

María Eugenia Tovar Celis / Gestor T1 Grado 19 / Componente Técnico GRO / Pregunta 1 y 2

Proyectó:

Oscar Mauricio Tellez Florez-Contratista Fiscalización/Componente Técnico VORP-Pregunta 3

Alvaro Hernán Ramos Vásquez / Contrato 400 de 2026 / Componente Técnico GRO / Pregunta 1 y 2

Juan Carlos Bernal / Contratista / Componente Técnico VCH-GSCE Numeral 4 parcial

Andrés G. Guarín Salinas-Contratista/Componente Administrativo VORP

Esther Dávila Visbal/Componente Jurídico GALC

Encuesta de satisfacción:

Su opinión es fundamental para ayudarnos a mejorar. Lo(a) invitamos a diligenciar una breve encuesta de satisfacción para evaluar la calidad del servicio brindado a través de nuestros canales de atención y el trámite dado a su solicitud. Puede acceder escaneando el código QR o haciendo clic en el siguiente enlace: <https://forms.cloud.microsoft/r/9X17TqtziC>

