



Bogotá D.C., 6 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 20266411334452 – ID 2253596 | Traslado parcial 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 traslado parcial por parte de la Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME, de las siguientes preguntas del cuestionario de 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 estudiados los numerales trasladados, 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, la ANH procede a emitir respuesta de las preguntas planteadas, en los siguientes términos:

A.- Seguridad Energética y Balance Oferta-Demanda

Situación actual de reservas y producción

1. *¿Cuál es el volumen actualizado de reservas probadas, probables y posibles de gas natural en Colombia?*

Respuesta: La información de recursos y reservas a 31 de diciembre de 2025 (IRR 2025) fue presentada por las compañías operadoras a la ANH el 1º 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



A 31 de diciembre de 2025, en lo referente a gas natural, el país cuenta con 1.717 Giga pies cúbicos de reservas probadas, 661 Giga pies cúbicos de reservas probables y 651 Giga pies cúbicos de reservas posibles, como se presenta en la **Figura 1**.



Figura 1. Reservas Incrementales y Acumuladas de gas natural del país en Giga pies cúbicos con corte a 31-dic-2025

Para la adecuada interpretación de la información entregada, es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones del SPE-PRMS 2018:

“Reservas: Son aquellas cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha dada) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).”

“Reservas Probadas: Es una categoría incremental de volúmenes recuperables estimados asociados con un rango definido de incertidumbre. Las Reservas Probadas son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas a partir de una fecha dada en adelante de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas definidas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales. Si se usan métodos determinísticos, el término “certeza razonable” pretende expresar un alto grado de confianza de que las cantidades serán recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan las estimaciones.”

“Reservas Probables: Es una categoría incremental de volúmenes recuperables estimados asociados con un rango definido de incertidumbre. Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más seguro de recuperarse que las Reservas Posibles. Es igualmente probable, que las cantidades remanentes reales a recuperar serán mayores o menores que la suma de las Reservas Probadas más las Reservas Probables estimadas (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P.”



“Reservas Posibles: Es una categoría incremental de volúmenes recuperables estimados asociados con un rango definido de incertidumbre. Las Reservas Posibles son aquellas Reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Probadas más Reservas Probables más Reservas Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alto. Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir por lo menos una probabilidad de 10%, de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.”

“1P: Indica la estimación baja de Reservas (en otras palabras, Reservas Probadas). Igual a P1.”

“2P: Indica la mejor estimación de Reservas. La suma de Reservas Probadas y Probables.”

“3P: Indica la estimación alta de Reservas. La suma de Reservas Probadas, Probables y Posibles.”

2. ¿Cuál ha sido la evolución de estas reservas durante los últimos diez años?

Respuesta: En gas natural la producción comercializada entre 2016 al 2025 fue de 3.720 Giga pies cúbicos (Gpc) y la incorporación total fue de 1.075 Gpc, lo que representa una reposición de reservas probadas (índice I/P) de solo el 28,9%. Para el periodo en mención solo se logra la reposición de la producción comercializada I/P en el año 2021 en un 154% por efecto postpandemia, debido a que en general se evidencia alto grado de madurez en los campos más representativos de gas natural del país (Piedemonte y Guajira), como se explica más adelante.

En la Figura 2, se observa el histórico de reservas probadas, producción e incorporaciones, adicionalmente se incluye la relación reservas producción (R/P) con tendencia a estabilizarse en las últimas dos últimas vigencias en 5,9 años.

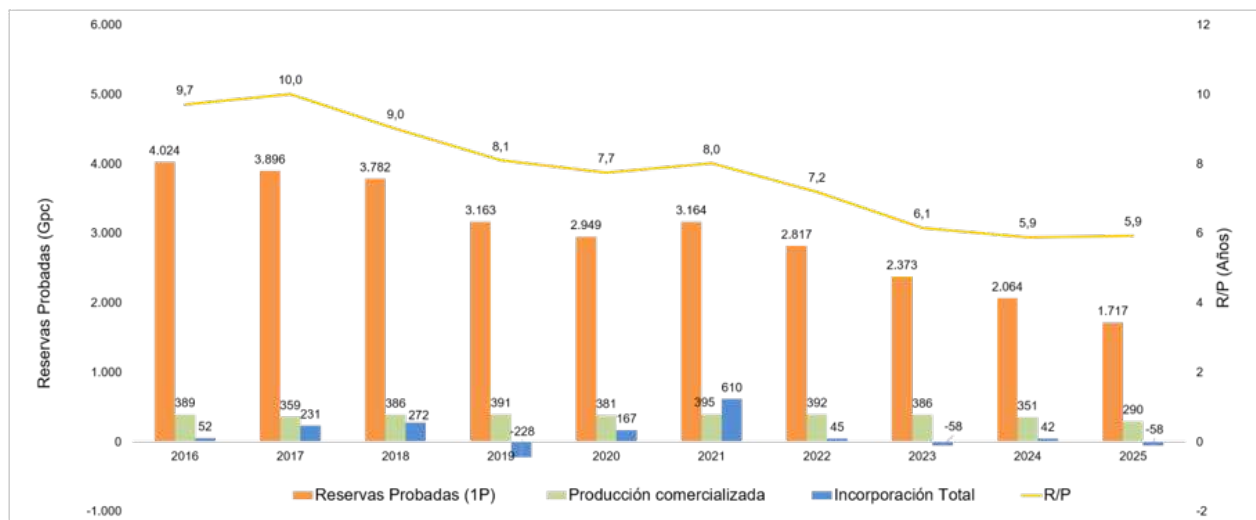


Figura 2. Histórico de Reservas Probadas de gas natural, producción, incorporación y R/P IRR2016 – IRR2025



Con respecto a la conciliación de reservas probadas de crudo y gas natural en cada vigencia discriminadas entre Proyectos de Producción Incremental, Proyectos EOR, CERT, Reclasificaciones, nuevas incorporaciones, factores económicos y revisiones técnicas es importante destacar que el registro de esta información de manera desagregada comenzó con el IRR2018, ya que antes de la Resolución 77 de 2019 vigente en ese momento, las compañías operadoras no tenían la obligación de proporcionar la información con este detalle.

Así las cosas, como se observa en la **Figura 3**, para el caso del gas a partir del IRR2018 y hasta el IRR2025, 261 Gpc (50%) corresponden a Nuevas incorporaciones localizadas principalmente en el Onshore del caribe colombiano, 273 Gpc (52%) se deben a proyectos EOR-PPI en campos de gas asociado, y 266 Gpc (51%) a Reclasificaciones o superación de contingencias que permiten migración de recursos contingentes a reservas.

De otro lado, es importante señalar que en este periodo de tiempo, por factores económicos hay una incorporación negativa de -14 Gpc (-2%) y por revisiones técnicas se obtiene un ajuste negativo en la conciliación de reservas probadas de -265 Gpc que evidencia el alto grado de madurez de los campos más representativos de gas natural del país, 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 que en el campo principal de la Guajira (Chuchupa), el comportamiento en la producción de los pozos muestra agotamiento natural del recurso, alcanzando factores de recobro actuales mayores al 90%, normales para este tipo de yacimientos de gas seco.

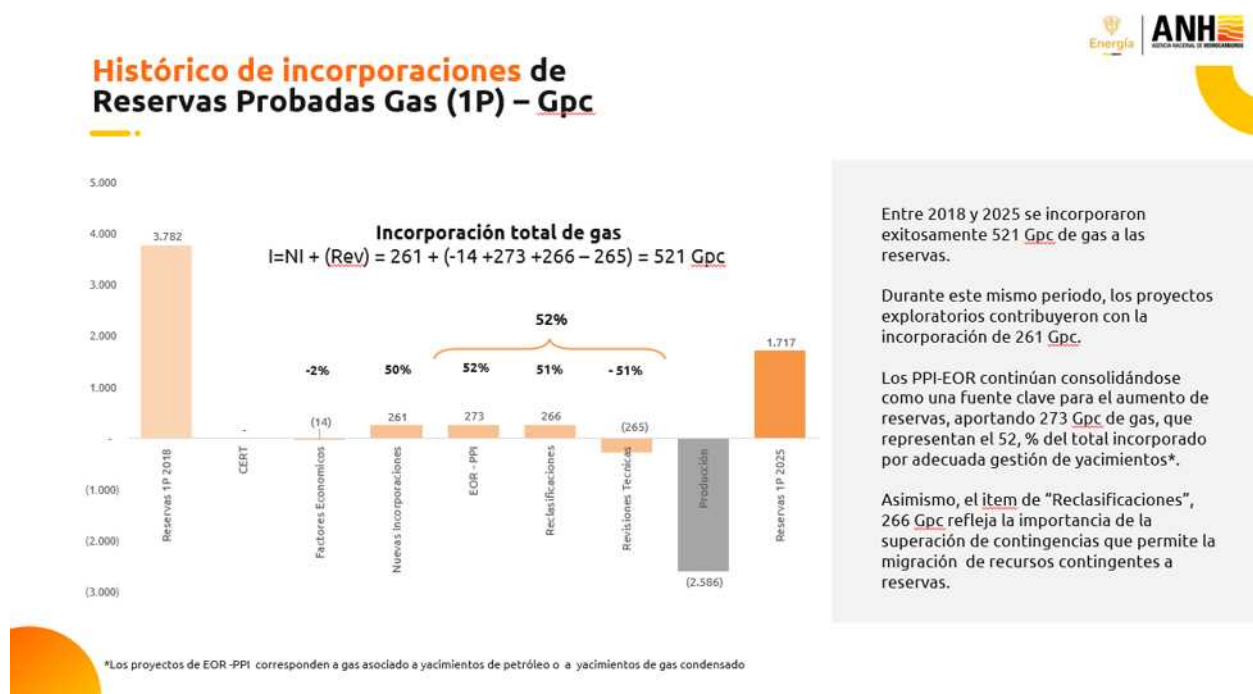


Figura 3. Histórico de Incorporación de Reservas Probadas de gas IRR2018 – IRR2025
Fuente IRR 2025, enlace indicado previamente



3. *¿Cuál es la relación reservas-producción vigente y cuáles son las proyecciones para los próximos cinco y diez años?*

Respuesta: La relación Reservas Probadas Producción R/P a 31 de diciembre de 2025, permanece estable en 5,9 años, respaldada por nuevas incorporaciones y por perspectivas favorables en el Caribe colombiano.

Muchos han interpretado erróneamente la relación R/P como el número de años antes de que se agote el suministro. Dichos análisis no tienen en cuenta el crecimiento futuro de las reservas, y que la magnitud de la relación R/P puede disminuir, permanecer estable en el tiempo o aumentar. La ANH ha definido históricamente el R/P como el número de años promedio en que se agotarían las reservas asumiendo que se mantendría una tasa de producción constante igual a la observada en la vigencia actual, sin que haya adiciones en ellas, o por lo menos la reposición de las cantidades producidas. Dicho índice R/P es solo una guía de vida media de las reservas, y es una medición estática y puntual a una fecha dada.

Es pertinente aclarar que la ANH no realiza proyecciones de la relación reservas-producción (R/P), dado que la estimación y evolución de las reservas depende de múltiples factores técnicos, económicos, contractuales y operativos que pueden modificar tanto el volumen de reservas como su horizonte de producción.

En particular, la estimación de reservas se fundamenta en tres elementos principales. En primer lugar, el yacimiento, que contiene la acumulación de petróleo o gas natural y cuyas características geológicas, petrofísicas y de fluidos son particulares y determinan, entre otros aspectos, el potencial y los factores de recuperación de los hidrocarburos. En segundo lugar, el proyecto, entendido como la actividad o conjunto de actividades definidas para desarrollar una o varias acumulaciones de hidrocarburos, así como las decisiones y acciones requeridas para madurar los recursos y convertirlos en reservas. Finalmente, la propiedad, concesión o área bajo licencia, que establece los derechos y obligaciones contractuales asociados al desarrollo y producción de los hidrocarburos, incluyendo términos fiscales y demás condiciones específicas aplicables a cada área.

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, las reservas corresponden a aquellas cantidades de petróleo y gas natural que, a partir de una fecha determinada, se estima serán comercialmente recuperables mediante la implementación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, bajo condiciones definidas o bajo un pronóstico de las condiciones que razonablemente se espera prevalezcan durante el periodo de evaluación del proyecto.

La estimación de reservas debe considerar, entre otros aspectos, las condiciones que pueden afectar la comercialidad y viabilidad económica de los proyectos, tales como los precios de los hidrocarburos, las tasas de rentabilidad requeridas, los costos operativos y de capital, así como factores técnicos, de mercado, comerciales, legales, ambientales, sociales y gubernamentales. Lo anterior implica que no es metodológicamente posible realizar una proyección agregada a nivel nacional de múltiples proyectos con características, niveles de madurez, horizontes de desarrollo y perfiles de riesgo técnico y comercial diferentes.

4. *¿Qué campos concentran actualmente la mayor producción nacional de gas?*

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura
Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: +57 (601) 593 1717
Línea Gratuita: 01 8000 953000



Respuesta: La información de "Producción Fiscalizada" de Gas Natural, presentada por las compañías operadoras de los contratos de Exploración y Producción de hidrocarburos, convenios de exploración y producción, contratos de asociación suscritos con Ecopetrol S.A., y bajo cualquier modalidad contractual y en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 51 de la Resolución No. 40537 del 11 de diciembre de 2024, es revisada y aprobada por la Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones-VORP, en cumplimiento de la función de fiscalización de producción asignada a la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH en la ley 2056 de 2020. La producción fiscalizada es consolidada por la ANH y publicada mensualmente en el siguiente link:

<https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>

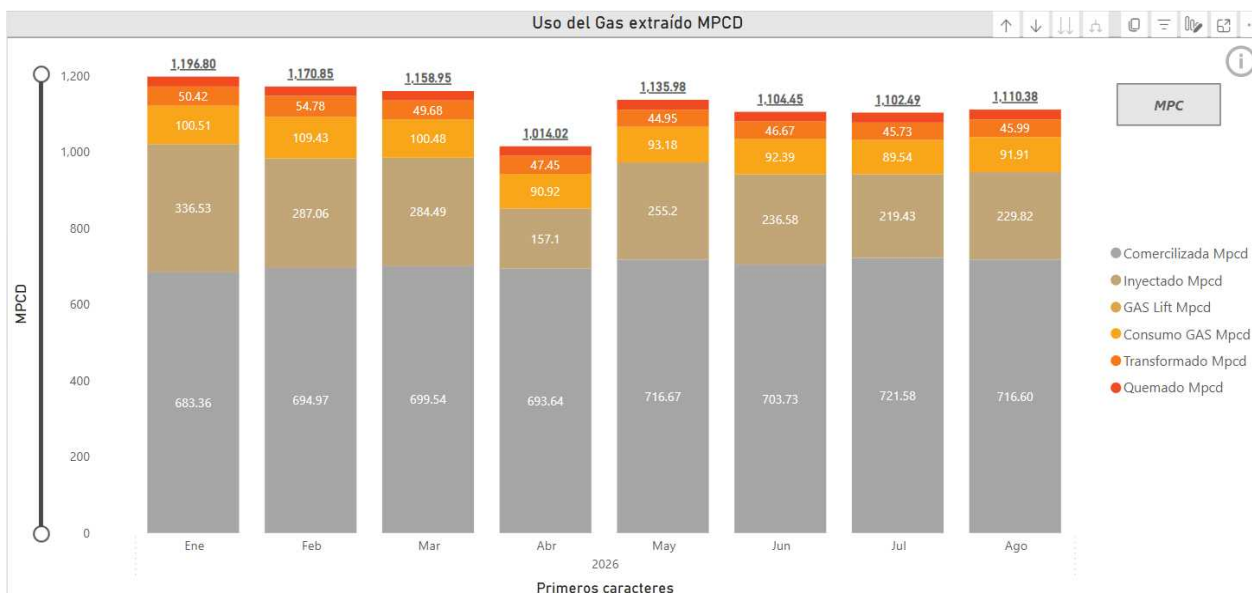
A partir de la información de producción fiscalizada de Gas Natural correspondiente al mes de agosto de 2026, publicada en el link antes citado, la producción fiscalizada promedio día es de 1.104 Mpcd; con lo cual el 85% de la producción se concentra en los 20 campos que se relacionan en la siguiente tabla.

Estos campos se ubican principalmente en el piedemonte llanero y las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Guajira y Sinú San Jacinto..

 AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALÍAS Y PARTICIPACIONES PRODUCCION FISCALIZADA DE GAS POR CAMPO (MILLONES DE PIES CUBICOS POR DIA CALENDARIO - MPCPDC) enero-agosto de 2026					
*Cifras de producción declarada por el operador y fiscalizada mediante las formas de producción (Forma 30 del Ministerio de Minas y Energía). *Las cifras corresponden a producción fiscalizada y no descuentan consumos operacionales o quemas, por lo cual no pueden tomarse como base de cálculo para la liquidación de regalías. *Los valores mostrados pueden estar sujetos a correcciones, actualizaciones y/o modificaciones.					
Departament	Municipio	Operadora	Campo	Contrato	agost
CASANARE	YOPAL	ECOPETROL S.A.	PAUTO SUR	PIEDEMONTE	342,014
CASANARE	AGUAZUL	ECOPETROL S.A.	CUPIAGUA	AREA SANTIAGO DE LAS ATALA	99,961
CASANARE	AGUAZUL	ECOPETROL S.A.	CUPIAGUA SUR	AREA SANTIAGO DE LAS ATALA	73,414
CASANARE	YOPAL	ECOPETROL S.A.	FLOREÑA	PIEDEMONTE	64,574
GUAJIRA	MANAURE	HOCOL S.A.	CHUCHUPA	GUAJIRA	56,238
CASANARE	YOPAL	ECOPETROL S.A.	FLOREÑA MIRADOR	PIEDEMONTE	38,587
MAGDALENA	PLATO	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. SUCURSAL	LA BELLEZA	VIM 1	33,838
CASANARE	TAURAMENA	ECOPETROL S.A.	CUSIANA	TAURAMENA	30,282
CASANARE	AGUAZUL	ECOPETROL S.A.	CUSIANA NORTE	AREA SANTIAGO DE LAS ATALA	29,057
DEPARTAMENTO NN	MUNICIPIO NN	ECOPETROL S.A.	GIBRALTAR	SIRIRI	27,083
CORDOBA	PUEBLO NUEVO	MAUREL & PROM COLOMBIA SOCIEDAD LIMITADA	MAGICO EXPLORATORIO	SN 9	26,225
SUCRE	OVEJAS	HOCOL S.A.	MAMEY	SAMAN	20,173
SUCRE	LA UNION	CNE OIL & GAS S A S	CLARINETE	VIM 5	18,540
CASANARE	AGUAZUL	ECOPETROL S.A.	CUPIAGUA LIRIA	RECETOR	17,595
GUAJIRA	RIOHACHA	NG ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	ISTANBUL	MARIA CONCHITA	17,087
GUAJIRA	MANAURE	HOCOL S.A.	BALLENA	GUAJIRA	12,747
CORDOBA	SAHAGUN	CNE OIL & GAS S A S	CLARINETE	VIM 5	10,323
CASANARE	TAURAMENA	VERANO ENERGY (SWITZERLAND) AG SUCURSAL	KANANASKIS	LLA 32	9,769
CORDOBA	PUEBLO NUEVO	HOCOL S.A.	ARRECIFE	VIM 8	9,197
CORDOBA	SAHAGUN	CANACOL ENERGY COLOMBIA SAS	ARANDALA	VIM 21	7,206
Campos con el 85% de la Producción Fiscalizada Nacional					943,909

5. ¿Cuál es la capacidad efectiva de producción nacional de gas hoy?

Respuesta: A partir de la información de "Producción Fiscalizada" de gas natural y de los usos del mismo, publicada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el link descrito en el numeral 4 previamente:



Se observa que en promedio para el período enero a agosto de 2026, la producción fiscalizada es de 1124 Mpcd, de los cuales 704 Mpcd corresponde al gas que se entrega del campo, lo cual representa que el 62.6% de la producción de gas fiscalizado, se entrega para ser comercializado o utilizado fuera del campo de producción, lo cual representa la capacidad efectiva de producción de gas natural de producción nacional que se entrega de los campos de producción. .

11. ¿Cuántos contratos de exploración y producción de gas se encuentran actualmente vigentes?

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.

Se adjunta archivo Excel con la relación de Contratos y Convenios vigentes, firmados por la ANH productores de Gas Comercializado.

Se aclara que la información se efectúa con una periodicidad mensual. Lo anterior, en estricta observancia del ciclo operativo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad que adelanta el proceso de fiscalización oficial bajo dicha temporalidad.

En consonancia con lo preceptuado en la Resolución 0052 del 2 de febrero de 2026 expedida por esta Agencia, se entiende por Gas Comercializado:

“Volumen de gas entregado al SNT; entregas fuera de parámetros RUT; entregas como gas natural comprimido y/o gas natural licuado; entregas para generación eléctrica u otros usos fuera del campo productor, correspondiente al gas procesado y/o sin procesar, medido en miles de pies cúbicos estándar (KPC)”.



12. ¿Cuáles son los principales proyectos exploratorios con potencial gasífero?

Respuesta: En la tabla que se presenta a continuación se relacionan los contratos y convenios de exploración suscritos por la ANH que, de acuerdo con las características geológicas de las cuencas en las que se encuentran ubicados, la información técnica disponible y los resultados reportados por los operadores en desarrollo de sus actividades exploratorias, presentan prospectividad asociada a gas natural.

Es importante precisar que la identificación de estos Contratos y Convenios se realiza con base en las condiciones e información disponibles a la fecha y, en consecuencia, corresponde a un ejercicio dinámico que puede modificarse a medida que avanzan los programas exploratorios. La adquisición y reinterpretación de información geológica y geofísica, los resultados de la perforación de pozos, así como las decisiones técnicas y operacionales adoptadas por los contratistas en el marco de sus contratos, pueden generar cambios en la evaluación de la prospectividad de las áreas y, por tanto, en su priorización.

Asimismo, la prospectividad gasífera corresponde a una estimación técnica propia de una etapa exploratoria y, por tanto, no implica la existencia de un descubrimiento comercial ni constituye una certificación de recursos o reservas de gas natural. Los resultados de las actividades exploratorias están sujetos a las incertidumbres inherentes a esta actividad y pueden dar lugar al descubrimiento de acumulaciones de gas natural, petróleo o ambos hidrocarburos, así como a resultados que no permitan establecer acumulaciones comercialmente aprovechables.

En consecuencia, la información que se presenta debe entenderse como una referencia sobre las principales Contratos y Convenios vigentes con potencial gasífero identificados a la fecha. Esta evaluación podrá variar en función de la nueva información que se obtenga y de los resultados derivados de la ejecución de los respectivos programas exploratorios.

NOMBRE	TIPO	CUENCA	TIPO DE YACIMIENTO	LOCALIZACIÓN	OPERADOR	ESTADO	ETAPA
VMM 17	E&P	VMM	Convencional	Onshore	MORICHAL SINOCO SUCURSAL COLOMBIA S.A.	En ejecución	Exploración
SN 26	E&P	SSJ	Convencional	Onshore	CAPTIVA RESOURCES LLC	En ejecución	Exploración
LLA 100	E&P	LLA	Convencional	Onshore	HOCOL S.A.	En ejecución	Exploración
COR 9	E&P	VSM	Convencional	Onshore	HOCOL S.A.	En ejecución	Exploración
VMM 24	E&P	VMM	Convencional	Onshore	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA GMBH	En ejecución	Exploración
LLA 16-1	E&P	LLA	Convencional	Onshore	PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG	En ejecución	Exploración
COL 1	E&P	COL	Convencional	Offshore	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	En ejecución	Exploración
LLA 122	E&P	LLA	Convencional	Onshore	PAREX RESOURCES (COLOMBIA) AG	En ejecución	Exploración
SSJN-7	E&P	SSJ	Convencional	Onshore	CNE OIL & GAS S.A.S.	En ejecución	Exploración
VMM 10-1	E&P	VMM	Convencional	Onshore	CNE OIL & GAS S.A.S.	En ejecución	Exploración
VMM 2 ADICIONAL	E&P	VMM	Convencional	Onshore	CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD. SUCURSAL COLOMBIA	En ejecución	Exploración
VMM 53	E&P	VMM	Convencional	Onshore	CNE OIL & GAS S.A.S.	En ejecución	Exploración
SSJS 1-1	E&P	SSJ	Convencional	Onshore	HOCOL S.A.	En ejecución	Exploración
RÍO MAGDALENA	Convenio E&P	VMM	Convencional	Onshore	HOCOL S.A.	En ejecución	Exploración

Agencia Nacional de Hidrocarburos

Avenida Calle 26 #59 - 65 Piso 2. Edificio Cámara Colombiana de la Infraestructura
Código Postal: 111321. Bogotá D.C., Colombia
Conmutador: +57 (601) 593 1717
Línea Gratuita: 01 8000 953000



MAGANGUÉ	Convenio E&P	VIM	Convencional	Onshore	HOCOL S.A.	En ejecución	Exploración
SN 15	E&P	SSJ	Convencional	Onshore	HOCOL S.A.	En ejecución	Exploración
KALE	CEPI	VMM	No convencional – YNC	Onshore	ECOPETROL S.A.	Suspendido	Etapas de ejecución
VMM 37	E&P	VMM	Convencional	Onshore	EXXONMOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED	Suspendido	Exploración

La relación anterior corresponde a contratos y proyectos que, con base en la información técnica disponible a la fecha, presentan prospectividad asociada a gas natural. Su inclusión no implica la existencia de descubrimientos comerciales, recursos contingentes o reservas de gas certificadas, y podrá modificarse de acuerdo con los resultados de las actividades exploratorias y la nueva información técnica que se genere.

En el caso particular de KALE, su inclusión en la tabla obedece a su relación con la evaluación del potencial de los yacimientos no convencionales. Este corresponde a un proyecto de carácter piloto, desarrollado bajo un esquema contractual específico para este tipo de iniciativas. No obstante, a la fecha, el contrato se encuentra suspendido, condición que debe tenerse en cuenta al interpretar su estado y el avance de las actividades asociadas al proyecto.

13. ¿Cuál es el cronograma previsto para la entrada en operación de nuevas fuentes nacionales?

Respuesta: Entendiendo que la pregunta se refiere a los proyectos exploratorios con potencial gasífero relacionados en la respuesta al numeral 12, es importante precisar que, por encontrarse principalmente en etapa de exploración, no es posible establecer actualmente un cronograma cierto para su eventual entrada en operación como nuevas fuentes nacionales de suministro de gas natural.

La actividad exploratoria está sujeta a los riesgos e incertidumbres propios de esta etapa y a los resultados que se obtengan durante la ejecución de los respectivos programas exploratorios. En consecuencia, las actividades adelantadas pueden conducir a un descubrimiento de hidrocarburos o, por el contrario, no generar resultados que permitan avanzar hacia etapas posteriores.

Adicionalmente, dentro del marco de las obligaciones establecidas en cada contrato y convenio y de la regulación aplicable, los contratistas cuentan con autonomía técnica y operativa para definir la forma en que desarrollan sus actividades y adoptar las decisiones correspondientes respecto de la continuidad y ejecución de los proyectos.

Por lo anterior, la eventual incorporación de estos proyectos como nuevas fuentes de suministro dependerá, entre otros factores, de los resultados de la exploración, la ocurrencia de un eventual descubrimiento, su posterior evaluación y determinación de comercialidad, así como del cumplimiento de las etapas, actividades, plazos y demás condiciones previstas en las respectivas minutas contractuales y en la regulación vigente.

En este contexto, no es posible establecer anticipadamente fecha ciertas o precisas para una eventual entrada en producción. Estas solo podrán determinarse progresivamente, en función de los resultados técnicos obtenidos y del avance efectivo de cada proyecto dentro de su correspondiente desarrollo contractual.



De otra parte, respecto a la potencialidad de recursos contingentes identificados y que fueron publicados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH como informe IRR 2025 en el siguiente link:

https://www.anh.gov.co/documents/34284/Informe_de_Recursos_y_Reservas_-_IRR_2025.pdf

Se han identificado que el proyecto más representativo para convertir recursos prospectivos en reservas en el mediano plazo es el proyecto "Sirius", el cual se espera inicie la etapa de producción comercial a finales del año 2030 o comienzos del año 2031 con una tasa esperada superior a los 400 Mpcd (Lo cual podría representar un aporte del 40% de la demanda nacional actual de gas natural).

Otros proyectos de menor escala en aporte de producción y que se desarrollan actualmente son:

- Instalación de facilidades de producción y líneas de flujo para el período de evaluación del descubrimiento Pílon del contrato E&P SN-26, previsto para aportar gas al mercado para el mes de febrero de 2027.
- Perforación y completamiento de pozos exploratorios y delimitadores en el contrato E&P SN-9, que se espera incorpore producción adicional al mercado para el mes de diciembre de 2026.
- Ampliación de facilidades y construcción de línea para entrega de gas al mercado de los campos La Belleza y Bonita del contrato VIM-1, del cual se espera se incremente el volumen de gas al mercado a partir del mes de mayo de 2027.
- Ampliación de las facilidades de producción Arrecife y conexión de una nueva línea de transporte de Gas al SNT, con el cual se espera se incremente el volumen de gas al mercado para finales del año 2026.
- Perforación de pozos de desarrollo en el contrato María Conchita, con el cual se espera se incremente la producción de gas al mercado para finales del año 2026.

Con estos últimos proyectos, si bien la producción de gas no es significativa, se espera que amortigüen la caída en la producción que se ha venido registrando desde varios meses atrás.

14. ¿Qué impacto tendrá la política gubernamental de transición energética sobre las inversiones en exploración de gas?

La Agencia Nacional de Hidrocarburos realizó traslado parcial de este numeral al Ministerio de Minas y Energía, mediante comunicación con radicado ANH 20266411367591 Id: 2256706, para que, en el marco de sus competencias, se atienda la solicitud. Lo anterior, teniendo en cuenta que lo relacionado con política gubernamental de transición energética es competencia de esta cartera ministerial.

15. ¿Cuánto se ha reducido o incrementado la inversión exploratoria en gas desde 2022?

Respuesta: Como se indicó anteriormente la ANH no suscribe contratos y convenios cuyo objeto corresponda exclusivamente a la exploración de gas natural. Los Contratos y Convenios de Exploración y Producción tienen por objeto la exploración y eventual producción de hidrocarburos, por lo que las actividades exploratorias desarrolladas pueden conducir al descubrimiento de gas natural, petróleo, ambos hidrocarburos o eventualmente no generar un descubrimiento.



En consecuencia, no resulta técnicamente adecuado determinar, a partir de la información contractual, una variación de la inversión exploratoria atribuible exclusivamente al gas natural desde 2022, dado que los compromisos exploratorios se ejecutan sobre áreas y objetivos exploratorios de hidrocarburos y no necesariamente se encuentran diferenciados previamente según el tipo de hidrocarburo que eventualmente pueda ser descubierto.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que la forma de establecer y valorar los compromisos exploratorios varía de acuerdo con las condiciones establecidas en las respectivas minutas contractuales. En algunos contratos y convenios, dichos compromisos se encuentran expresados en valores en dólares de los Estados Unidos de América, mientras que en otros se determinan mediante sistemas de puntaje asociados a las actividades exploratorias y/o a la unidad de área.

Asimismo, los contratistas pueden ejecutar actividades exploratorias adicionales a las contractualmente comprometidas, en ejercicio de su autonomía técnica y operativa y dentro del marco contractual y regulatorio aplicable.

En consecuencia, consolidar estos valores y actividades en una única cifra de “inversión exploratoria en gas” podría generar resultados que no sean homogéneos ni comparables entre los distintos contratos y convenios.

Sin perjuicio de lo anterior, y con el fin de ofrecer una referencia objetiva sobre la evolución de la actividad exploratoria desde 2022, se presentan a continuación dos indicadores físicos de ejecución: la perforación de pozos exploratorios y la adquisición de sísmica 2D equivalente. Estos indicadores corresponden a la exploración de hidrocarburos en general, por lo que no representan exclusivamente la actividad exploratoria asociada al gas natural ni permiten cuantificar la inversión específicamente destinada a este hidrocarburo.

Pozos exploratorios perforados, 2022–2026

En materia de perforación exploratoria, durante 2022 se perforaron 68 pozos exploratorios; en 2023, 42; en 2024, 27; y en 2025, 33. Para 2026 se registran 32 pozos al corte de información disponible. Los resultados muestran una reducción en el número de pozos frente al nivel registrado en 2022, aunque con una recuperación respecto de 2024 y niveles similares entre 2025 y el dato disponible para 2026.

Adquisición de sísmica 2D equivalente continental, 2022–2026

En cuanto a la adquisición de sísmica 2D equivalente continental, se registraron 1.904 km en 2022, 1.367 km en 2023, 2.811 km en 2024 y 740 km en 2025. Para 2026 se reportan 127 km al corte de información disponible. Este indicador presenta variaciones importantes entre vigencias, destacándose el incremento registrado en 2024 frente a los demás años del período analizado.

En consecuencia, los indicadores permiten evidenciar la evolución de la actividad exploratoria desarrollada en el país desde 2022.

Nota: Para mayor detalle sobre las cifras de actividad exploratoria presentadas, la información correspondiente a perforación de pozos exploratorios y adquisición de sísmica 2D equivalente se encuentra disponible para consulta pública en la página web de la ANH, en el siguiente enlace:

<https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/contratos-y-reglamentaci%C3%B3n/exploraci%C3%B3n/cifras-y-estad%C3%ADsticas-3/>



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

Cordialmente,

Ernesto Forero
Presidente Agencia Nacional de Hidrocarburos

Anexos: Lo enunciado
Copias: H.S. Miguel Ángel Barreto, miguel.barreto@camara.gov.co
UPME, correspondencia@upme.gov.c

Aprobó:

Eduardo Amaya - Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos

Carolina Castrillón R-Vicepresidenta de Operaciones, Regalías y Participaciones (E) (P: 1 a 3)

Revisó:

Boris Monroy - Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas - Pregunta 14

DollyFajardor - Gerente VPAA - Pregunta 14

Germán Galvis / Gerente de Seguimiento a Contratos en Exploración (E) Respuestas 12,13 y 15

Proyectó:

Claudia Cristina Estrada Montes / Gerente de Seguimiento a Contratos en Producción (E) Respuesta parcial N. 11

Estado contractual

María Eugenia Tovar Celis / Gestor T1 Grado 19 / Componente Técnico GRO / Preguntas 1, 2 y 3

Agustin Villamil Cañon/Contratista/ Componente Técnico VORP Preguntas 4, 5, y 13 (parcial)

Claudia Lily Bravo // Contratista / Componente Técnico VCH-GSCE. Respuestas 12,13

Juan Carlos Bernal / Contratista / Componente Técnico VCH-GSCE. Respuestas 12,13 y 15

Alvaro Hernán Ramos Vásquez / Contrato 400 de 2026 / Componente Técnico GRO / Preguntas 1, 2 y 3

Guarín Salinas/Contratista / Componente Administrativo VORP

Johanna Mateus / Contratista VPAA / Componente Jurídico. Respuesta 14

Pablo Flechas / Analista / Respuesta Parcial No. 11



Al contestar cite Radicado 20266411367741 Id: 2256725
Folios: 13 Fecha: 06-10-2026 21:54:14
Anexos: 2 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: Secretaria General

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>

