Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

Bogotá D.C., 5 de noviembre de 2026.

Doctor
JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO
Secretario Comisión Quinta Constitucional Permanente
Cámara de Representantes – Congreso de la República
Edificio Nuevo del Congreso
Carrera 7 No. 8-68
comision.quinta@camara.gov.co; diego.garcia@camara.gov.co
Bogotá D.C.

Asunto: **Respuesta al radicado 20266411469602 – ID 2273418 y radicado 20266411472312 – ID 2274077 | Traslado del Ministerio de Minas y Energía radicado 2-2026-047909 del 26 de octubre de 2026 (radicado padre 1-2026-043258) – Preguntas No. 3, 4 y 5 de la Proposición No. 008 de 2026 – "Exploración y explotación de hidrocarburos, fracking, reservas de gas natural, seguridad energética e infraestructura eléctrica en el departamento de Casanare"**

Reciba un cordial y respetuoso saludo,

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) recibió el traslado por competencia efectuado por el Ministerio de Minas y Energía mediante el radicado 2-2026-047909 del 26 de octubre de 2026 (radicado padre 1-2026-043258), radicado en la ANH con el número 20266411469602 – ID 2273418, de las preguntas No. 3, 4 y 5 de la Proposición No. 008 de 2026, presentada por el Honorable Representante a la Cámara Diego Fernando García Alfonso, relacionada con la "Exploración y explotación de hidrocarburos, fracking, reservas de gas natural, seguridad energética e infraestructura eléctrica en el departamento de Casanare".

Una vez estudiado el cuestionario, 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, procede a emitir respuesta en los siguientes términos:

3. Frente a la variable económica y fiscal, el fracturamiento hidráulico en roca generadora de yacimiento no convencional, cuánto podría generar en reservas, producción, regalías, impuestos, empleo y desarrollo regional y, sobre todo, cuál sería el verdadero beneficio para la Nación y para las regiones productoras.

Respuesta: Sea lo primero indicar que la actuación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el presente asunto se fundamenta en lo dispuesto en el Decreto 714 de 2012 *"Por el cual se establece la estructura de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, y se dictan otras disposiciones"*, en concordancia con la Ley 2056 de 2020 *"Por la Cual se Regula la Organización y el Funcionamiento del Sistema General de Regalías"*, normas que asignan a esta entidad, entre otras, las funciones de liquidar y recaudar las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos, así como el numeral 6 del literal B del artículo 7 *Ibidem*, establece que la ANH entre otras entidades suministrar la

Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

información y el soporte técnico requeridos para la proyección de los ingresos provenientes de la explotación de hidrocarburos que integraran el Plan de Recursos del SGR.

Ahora bien, con el fin de brindar una respuesta a la consulta planteada, resulta pertinente realizar algunas precisiones respecto de la naturaleza jurídica de las contraprestaciones económicas que percibe el Estado en desarrollo de los contratos y convenios para la exploración y explotación de hidrocarburos, así como de los demás contratos suscritos por la ANH.

En primer lugar, en el artículo 332 de la Constitución Política de Colombia de 1991, señala que *"El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes."*. En concordancia con ello, el artículo 360 de la Constitución Política prevé: "*La explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía, sin perjuicio de cualquier otro derecho o compensación que se pacte. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables (…)"*. (Subrayado fuera del texto).

Por su parte, el artículo 361 constitucional, modificado por el Acto Legislativo 05 de 2019, creó el Sistema General de Regalías (SGR) mediante el cual se administran y distribuyen los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, estableciendo que *"(…) Los ingresos corrientes del Sistema General de Regalías se destinarán a la financiación de proyectos de inversión que contribuyan al desarrollo social, económico, y ambiental de las entidades territoriales (…)"*, y definiendo los beneficiarios de estos recursos.

En este estado de las cosas, resulta pertinente indicar que en relación con la solicitud de información referente a estimaciones de regalías mediante la técnica de fracturamiento hidráulico (fracking) actualmente, no es factible suministrar dicha información, teniendo en cuenta que, a la fecha, no se están desarrollando proyectos de esta naturaleza en el país. En consecuencia, no es posible a la fecha realizar estimación de regalías.

Sumado a lo anterior, resulta pertinente señalar que de conformidad con el parágrafo primero del artículo 18 en concordancia con los artículos 16 y 17 de la Ley 2056 de 2020 *"Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del sistema general de regalías",* las regalías deben liquidarse con base en los volúmenes efectivamente producidos y fiscalizados, circunstancia que a la fecha no ocurre respecto la técnica de fracturamiento hidráulico (fracking).

No obstante, vale la pena indicar que en la actualidad la Ley 756 de 2002 *"Por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones"* estableció un régimen de regalías variable (escalonada) dependiendo de los volúmenes de producción de cada campo entre otros, régimen que resultaría aplicable a los hidrocarburos extraídos de nuevos campos.

De otro lado, tenemos en lo relacionado con lo que podría generar el fracturamiento hidráulico en roca generadora de yacimiento no convencional en materia de impuestos, empleo y desarrollo regional, nos permitimos indicarle que, mediante el radicado ANH 20266011494761 – ID 2275768 del 3 de noviembre de 2026, esta Agencia trasladó parcialmente la pregunta al Departamento Nacional de Planeación – DNP, por considerarlo un asunto de su competencia, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, sustituido por el artículo 1 de la Ley 1755 de 2015, solicitándole dar respuesta directamente a los correos comision.quinta@camara.gov.co y diego.garcia@camara.gov.co, tal como se evidencia en los documentos anexos al presente correo.

Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

Ahora bien, en relación con la consulta sobre ***"cuánto podría generar en reservas"*** el desarrollo de yacimientos no convencionales mediante fracturamiento hidráulico en roca generadora, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) presenta la información oficial más reciente, reportada por las compañías operadoras con corte al 31 de diciembre de 2025 (IRR 2025).

La consolidación de la información de recursos y reservas del país, se realiza con sujeción a los parámetros establecidos en el documento denominado Sistema de Gerencia de Recursos de Petróleo ("Petroleum Resources Management System") 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 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".*

Se precisa que, las estimaciones corresponden a **acumulaciones en yacimientos no convencionales (YNC)** y reflejan las cifras agregadas nacionales de **recursos contingentes y recursos prospectivos hidrocarburos,** reportadas por las operadoras conforme a los lineamientos vigentes.

Igualmente, se indica que la categoría de YNC comprende varios tipos de recurso de naturaleza distinta, cuyos esquemas de extracción difieren entre sí. Los recursos tipo shale y tight requieren estimulación mediante fracturamiento hidráulico para su producción comercial, mientras que el gas metano asociado a mantos de carbón (CBM) se produce mediante deshidratación del manto. En consecuencia, los volúmenes que se relacionan en la presente respuesta no corresponden en su totalidad a acumulaciones asociadas a la técnica de fracturamiento hidráulico. Su discriminación por tipo de recurso se presenta en las tablas siguientes y las definiciones correspondientes se transcriben al final de esta comunicación.

Asimismo, se precisa que ni el Informe de Recursos y Reservas con corte al 31 de diciembre de 2025 (IRR 2025) ni los correspondientes a vigencias anteriores incorporan volúmenes asociados a la técnica de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales (FH-PH), toda vez que en el territorio colombiano no se han desarrollado actividades ni proyectos de exploración y producción de hidrocarburos mediante dicha técnica. En consecuencia, los volúmenes que se relacionan en la presente respuesta no provienen de acumulaciones desarrolladas bajo FH-PH.

Entendido lo anterior y en relación con el fragmento ***"cuanto podría generar en reservas"***, el citado PRMS clasifica los volúmenes en categorías mutuamente excluyentes según el grado de madurez del proyecto y el estado de descubrimiento de la acumulación. Por lo tanto, los volúmenes reportados como recursos prospectivos y recursos contingentes no son acumulables entre sí.

En las Tablas 1 y 2 se relacionan los recursos prospectivos estimados para petróleo y para gas natural, respectivamente, con corte al 31 de diciembre de 2025

Tabla 1. Recursos prospectivos de petróleo en yacimientos no convencionales. IRR 2025

Tipo de recurso	1U (Mbl)	2U (Mbl)	3U (Mbl)
Tight Oil	564,90	1.880,65	4.040,94
Shale Oil	1.471,50	2.185,20	2.898,60
Total petróleo	**2.036,40**	**4.065,85**	**6.939,54**

Fuente: ANH, Gerencia de Reservas y Operaciones. Informe de Recursos y Reservas IRR 2025.
Mbl = millones de barriles. Cifras agregadas de carácter nacional.

Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

Tabla 2. Recursos prospectivos de gas natural en yacimientos no convencionales. IRR 2025

Tipo de recurso	1U (Gpc)	2U (Gpc)	3U (Gpc)
Tight Gas	12.522,70	21.905,39	36.805,50
Shale Gas	3.140,00	4.140,00	5.730,00
CSG-CBM-CMM	0,00	0,00	0,00
Total gas natural	**15.662,70**	**26.045,39**	**42.535,50**

Fuente: ANH, Gerencia de Reservas y Operaciones. Informe de Recursos y Reservas IRR 2025.
Gpc = Giga pies cúbicos, unidad equivalente a mil millones de pies cúbicos. Cifras agregadas de carácter nacional.

Los proyectos de gas metano asociado a mantos de carbón no declaran recursos prospectivos. Sus volúmenes se reportan exclusivamente en las categorías de recursos contingentes y de reservas. A continuación, en la Tabla 3 se relacionan los recursos contingentes de gas natural estimados en yacimientos no convencionales al 31 de diciembre de 2025 y a dicho corte no se registran volúmenes declarados como recursos contingentes de petróleo en yacimientos no convencionales.

Tabla 3. Recursos contingentes de gas natural en yacimientos no convencionales. IRR 2025

Tipo de recurso	1C (Gpc)	2C (Gpc)	3C (Gpc)
CSG-CBM-CMM	281,47	648,77	1.640,49
Shale y tight	0,00	0,00	0,00
Total gas natural	**281,47**	**648,77**	**1.640,49**

Fuente: ANH, Gerencia de Reservas y Operaciones. Informe de Recursos y Reservas IRR 2025.
Gpc = Giga pies cúbicos. Cifras agregadas de carácter nacional.

Para determinar qué cantidad de los recursos prospectivos y/o contingentes arriba presentados podrían generar reservas, es pertinente indicar lo establecido en el PRMS, en el cual un nuevo descubrimiento no implica automáticamente un incremento de las reservas. Un descubrimiento constituye el punto de partida para un proceso de evaluación y maduración del activo. Posteriormente, es necesario adelantar estudios técnicos, económicos y comerciales que permitan caracterizar la acumulación, estimar los volúmenes potencialmente recuperables, reducir las incertidumbres y determinar la viabilidad de su desarrollo.

Como resultado de este proceso, los volúmenes asociados al descubrimiento podrán clasificarse como recursos contingentes cuando su recuperación comercial dependa de contingencias aún no resueltas, o como reservas cuando se hayan cumplido los criterios establecidos por el PRMS y exista un proyecto de desarrollo suficientemente definido y viable para sustentar su recuperación comercial.

Por lo tanto, un nuevo descubrimiento representa un potencial para incorporar nuevas reservas, pero no genera por sí mismo un incremento de estas. La incorporación a reservas ocurre cuando, a partir de la evaluación y maduración del descubrimiento, existe evidencia suficiente para demostrar su recuperabilidad y comercialidad, y el proyecto de desarrollo alcanza el grado de madurez requerido por el PRMS 2018.

Adicionalmente, con el fin de dar claridad y suficiencia a la información presentada, a continuación, se transcriben las definiciones contenidas en el PRMS versión 2018, aplicables a las clases y categorías referidas en la presente respuesta:

Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

Reservas (numeral 1.1.0.6, literal A): *"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 la fecha efectiva de evaluación) basadas en el(los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s)."*

Recursos Contingentes (numeral 1.1.0.6, literal B): *"Recursos Contingentes son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, por la aplicación de proyectos de desarrollo, que actualmente no son considerados comerciales, debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes tienen un chance de desarrollo asociado."*

Recursos Prospectivos (numeral 1.1.0.6, literal D): *"Recursos Prospectivos son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables, de acumulaciones no descubiertas, por la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. Los Recursos Prospectivos tienen asociados tanto un chance de descubrimiento geológico como un chance de desarrollo."*

Gas en Arenas Apretadas (Tight Gas): *"Es el gas atrapado en el espacio poroso y fracturas en rocas de muy baja permeabilidad y/o por adsorción en kerógeno, y posiblemente en partículas de arcilla el cual se libera cuando se desarrolla un diferencial de presión. Por lo general, requiere un gran fracturamiento hidráulico para facilitar la producción comercial. El gas de lutitas son un sub-tipo de gas en arenas apretadas."*

Petróleo en Arenas Apretadas (Tight Oil): *"Es el petróleo atrapado en el espacio poroso y fracturas en rocas de muy baja permeabilidad y puede ser líquido en condiciones de yacimiento o convertirse en líquido en condiciones de superficie. Se requiere invariablemente un gran fracturamiento hidráulico facilitar la madurez comercial y la producción económica. El petróleo de lutitas es un sub-tipo de petróleo en arenas apretadas."*

Gas de Lutitas (Shale Gas): *"Aunque los términos gas de lutitas y gas en arenas apretadas (tight gas) se usan a menudo indistintamente en el discurso público, las formaciones de lutitas son solo un subconjunto de todas las formaciones apretadas de baja permeabilidad, que incluyen areniscas y carbonatos, así como las arcillas, como fuentes de producción de gas en arenas apretadas."*

Petróleo de Lutitas (Shale Oil): *"Aunque los términos petróleo de Lutitas y petróleo en arenas apretadas (tight oil) se usan a menudo indistintamente en el discurso público, las formaciones de lutitas son solo un subconjunto de todas las formaciones apretadas de baja permeabilidad, que incluyen areniscas y carbonatos, así como las arcillas, como fuentes de producción de petróleo en arenas apretadas."*

Gas Asociado a Carbón (Coalbed Methane, CBM): *"Es el Gas Natural contenido en depósitos de carbón. El Gas Asociado a Carbón, generalmente es metano, puede también producirse con cantidades variables de gases inertes o incluso no inertes. [También se llama*

Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

gas de veta de carbón (CSG, por sus siglas en inglés) o gas natural de carbón (NGC, por sus siglas en inglés)].”

Pronóstico de Producción (Production Forecast): *“Es un cronograma de producción pronosticado a lo largo del tiempo. Para las Reservas, el pronóstico de producción refleja el escenario de desarrollo específico de un proceso de recuperación, un cierto número y tipo de pozos, instalaciones de producción y tratamiento, e infraestructura.”*

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.”*
1C: *“Indica la estimación baja de Recursos Contingentes.”*
2C: *“Indica la mejor estimación de Recursos Contingentes.”*
3C: *“Indica la estimación alta de Recursos Contingentes.”*
1U: *“Indica la estimación baja sin riesgo de los Recursos Prospectivos.”*
2U: *“Indica la mejor estimación sin riesgo de los Recursos Prospectivos.”*
3U: *“Indica la estimación alta sin riesgo de los Recursos Prospectivos.”*

Las definiciones transcritas corresponden a la traducción oficial al español del Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (PRMS) versión 2018. Las correspondientes a los tipos de recurso, al pronóstico de producción y a las categorías 1P, 2P, 3P, 1C, 2C, 3C, 1U, 2U y 3U provienen del glosario del mismo documento.

4. Informar cuales son las reales proyecciones de reservas de gas de los campos en jurisdicción del departamento de Casanare, primer productor de gas natural.

Respuesta:

La información solicitada de “*las reales proyecciones de reservas de gas de los campos en jurisdicción del departamento del Casanare”* se encuentra en la carpeta comprimida, en la Hoja “Agotamiento Reservas Gas_1P”, “Agotamiento Reservas Gas_Prb” y “Agotamiento Reservas Gas_Ps” en el archivo Excel denominado “Proyección Reservas_GAS_Dpto Casanare_Por Campo_IRR2025”.

Es preciso aclarar, que la información requerida, fue remitida previamente al peticionario mediante el radicado No. 20266411249541 Id 2240939 del 21 de septiembre de 2026, razón por la cual se reitera para gas, lo informado en dicha respuesta.

La anterior información fue presentada por las compañías que operan dentro de la jurisdicción del Departamento Casanare, la cual refleja el escenario de desarrollo de los proyectos a dicha fecha, sin que haya incorporaciones anuales por mayor desarrollo de estos. La cifra entonces puede ser decreciente, porque corresponde al agotamiento natural de las reservas a una fecha dada, en este caso a 31 de diciembre de 2025, y no porque a futuro las compañías “proyecten” que cada año la producción será menor.

El documento técnico ya mencionado PRMS versión 2018, presenta una definición para *“pronóstico de producción”* (interpretado como pronóstico de agotamiento de las reservas), la cual es referida al estado económico de los proyectos a condiciones definidas a una fecha dada (en este caso 31-dic-2025).

Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

*"2.1.3.7.2 El **pronóstico de producción** de la mejor estimación (o P50) se utiliza normalmente para el análisis económico de la evaluación comercial del proyecto. El caso bajo, cuando se usa como el caso principal para una decisión del proyecto, puede ser utilizado para determinar la economía del proyecto. No se permite utilizar el análisis económico del caso alto del proyecto por sí solo, para determinar la comercialidad del proyecto.*

***Pronóstico de Producción (**2.1.3.7) Es un cronograma de producción pronosticado a lo largo del tiempo. Para las Reservas, el pronóstico de producción refleja el escenario de desarrollo específico de un proceso de recuperación, un cierto número y tipo de pozos, instalaciones de producción y tratamiento, e infraestructura. Al pronosticar Recursos Contingentes o Prospectivos, con frecuencia se utiliza más de un alcance del proyecto (por ejemplo, pozos e instalaciones de producción y tratamiento) para determinar el rango del proyecto potencial y su incertidumbre junto con los recursos asociados, definiendo los pronósticos de producción baja, mejor y alta. La incertidumbre en las estimaciones de recursos asociadas con un pronóstico de producción generalmente se cuantifica utilizando al menos tres escenarios o casos de bajo, mejor y alto, lo que lleva a las clasificaciones de recursos de 1P, 2P, 3P y 1C, 2C, 3C o 1U, 2U y 3U, respectivamente."*

En cuanto a *"las reales proyecciones de reservas de gas de los campos en jurisdicción del departamento del Casanare",* estas tienen un carácter indicativo y se fundamentan en las estimaciones de recursos y reservas reportadas por los operadores bajo la metodología SPE-PRMS adoptada por la ANH. En consecuencia, dichas proyecciones están sujetas a incertidumbre y pueden ser modificadas a medida que se disponga de nueva información técnica, operativa o económica. Al respecto, el PRMS establece que:

"(2.2.1.1). La incertidumbre es inherente a la estimación de los recursos de un proyecto y se presenta en el PRMS al informar un rango de categorías de resultados. El rango de incertidumbre de las cantidades recuperables y/o potencialmente recuperables puede representarse mediante escenarios determinísticos o con una distribución de probabilidad".

"(2.2.1.5). Los recursos del proyecto se estiman inicialmente utilizando los pronósticos de rango de incertidumbre (...) que incorporan los elementos del subsuelo junto con las limitaciones técnicas relacionadas con los pozos y las instalaciones de producción y tratamiento. Luego, los pronósticos técnicos tienen criterios comerciales adicionales aplicados (por ejemplo, los límites económicos y de licencias son los más comunes) para estimar las cantidades de derechos atribuidas y el estado de clasificación de los recursos".

Por lo anterior, los volúmenes proyectados deben entenderse como estimaciones sujetas a revisión periódica y no como una garantía de producción futura, toda vez que dependen de la evolución de los proyectos y de las condiciones técnicas y comerciales bajo las cuales fueron evaluados.

Finalmente, en cuanto a los volúmenes reportados en el archivo Excel ya mencionado, es importante aclarar que la distribución geográfica de los diferentes campos y yacimientos productores de hidrocarburos obedece a condiciones geológicas propias de las cuencas sedimentarias y no a divisiones político-administrativas previamente establecidas. En consecuencia, es posible que un mismo campo o yacimiento se extienda sobre el subsuelo de dos o más municipios de manera simultánea. Aspecto técnico que excede el alcance de la información suministrada por el Área de Reservas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), por lo que la información disponible no contempla dicho nivel de detalle geoespacial.

Nota sobre la Confidencialidad de la información de recursos y reservas desagregada:

Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

Conforme al parágrafo del Artículo 4° del Acuerdo 11 de 2008 y al parágrafo del Artículo 2° del Acuerdo 003 de 2018 "*La información entregada por las compañías será de carácter confidencial y la ANH sólo podrá publicar la información agregada.",* la información sobre Recursos y Reservas, detallada y desagregada por campo y/o contrato y/o empresa constituye parte del back up financiero y económico de las compañías y su divulgación indiscriminada, puede afectar la estabilidad macroeconómica y financiera del país, razón por la cual no puede ser entregada con el mismo nivel de desagregación con el que es presentada a la ANH. En consecuencia, y de conformidad con la normativa vigente, la información normalmente se suministra de manera desagregada hasta el nivel de cuenca sedimentaria.

Así mismo, de conformidad con lo dispuesto por la Ley 1712 de 2014, la ANH tiene la obligación de guardar reserva respecto de la información privilegiada. El artículo 6 de dicha ley define la información pública clasificada como aquella que, estando en poder o custodia de un sujeto obligado, pertenece al ámbito propio, particular y privado o semiprivado de una persona natural o jurídica, por lo que su acceso podrá ser negado o exceptuado en las circunstancias previstas en su artículo 18, cuyo literal c) contempla expresamente como excepción al acceso los secretos comerciales, industriales y profesionales.

En igual sentido, el numeral 6 del artículo 24 de la Ley 1755 de 2015 somete a reserva los documentos protegidos por el secreto comercial o industrial. Por su parte, el artículo 4 de la Ley 10 de 1961 dispone que las personas que se dediquen a la industria del petróleo suministrarán al Gobierno los datos de carácter científico, técnico, económico y estadístico que hubieren obtenido, y que el Gobierno guardará la debida reserva sobre aquellos datos que, atendida su naturaleza, la requieran en defensa de los legítimos intereses de dichas personas. En el mismo sentido, el artículo 260 de la Decisión 486 de 2000 de la Comunidad Andina de Naciones establece que la información derivada del secreto empresarial es información legalmente protegida y sujeta a reserva.

La reserva legal antes descrita no se opone al acceso a la información por parte de las autoridades que la requieran en desarrollo de sus competencias constitucionales, legales y reglamentarias. Por tal razón, y en consideración a que su solicitud se formula en ejercicio de las funciones de representación y control político atribuidas al Congreso de la República por los artículos 114 y 135 de la Constitución Política y desarrolladas por la Ley 5ª de 1992.

Finalmente, se realiza la siguiente advertencia sobre el uso de la información anexa: La entrega de la información discriminada a nivel de contrato y/o campo y/o compañía operadora no implica su desclasificación ni el levantamiento de la reserva legal que la ampara. En consecuencia, el destinatario queda obligado a conservar la reserva sobre dicha información, la cual no podrá ser publicada, reproducida, divulgada, difundida ni entregada a terceros, total o parcialmente, ni utilizada para fines distintos de aquellos que motivan su solicitud. Se reitera que la divulgación indiscriminada de la información de reservas por campo, contrato y/o compañía puede afectar la estabilidad macroeconómica y financiera del país, además de comprometer la responsabilidad de quien la efectúe en los términos de la normativa citada.

5. Informar cuales fueron las razones por las que ECOPETROL agotó prácticamente las reservas de gas de Cupiagua, con una extracción mayor desproporcionada frente a la producción normal de los campos.

Respuesta:

Mediante el radicado ANH 20266011494751 – ID 2275763 del 3 de noviembre de 2026, esta Agencia trasladó parcialmente la presente pregunta a Ecopetrol S.A., para que, en el marco de sus competencias, se pronuncie sobre la solicitud formulada y explique las razones correspondientes, de conformidad con lo

Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

dispuesto en el artículo 21 de la Ley 1437 de 2011, sustituido por el artículo 1 de la Ley 1755 de 2015, solicitándole dar respuesta directamente a los correos comision.quinta@camara.gov.co y diego.garcia@camara.gov.co.

Sin perjuicio de lo anterior, y con fines meramente informativos, a partir de la información reportada por el operador en los **Informes de Recursos y Reservas de Hidrocarburos** correspondientes a las vigencias 2024 y 2025, se presenta la variación de reservas de gas asociada al campo Cupiagua, que corresponde a la incorporación total anual del campo. Esta se determina mediante el balance de reservas: como IRR2025 menos IRR 2024 más la producción comercializada durante 2025.

CAMPO	1P Gas Natural (kpc) IRR2025 (31-dic-2025)	1P Gas Natural (kpc) IRR2024 (31-dic-2024)	Producción Comercializada de Gas Natural (kpc) 31-dic-2025	Incorporación de Reservas de Gas Natural (kpc)
CUPIAGUA	140.070.906	158.983.195	35.948.689	17.036.399

Como se presenta en la tabla anterior, la incorporación del campo con corte a 31 de diciembre de 2025 fue de **17 Gpc**. Se precisa que esta información corresponde a los valores reportados por el operador dentro de los informes oficiales de recursos y reservas y no constituye un pronunciamiento de la ANH sobre las causas que originaron dicha variación.

Adicionalmente, se transcribe la información reportada por el operador dentro del Resumen Ejecutivo, del **Informe de Recursos y Reservas 2025 (IRR 2025)**, radicado ante la ANH el **1 de abril de 2026**, en el cual, se indica que la incorporación de reservas se debe principalmente a:

- *"Proyectos de producción Incremental (PPI): +4650 Mpc por reactivación del pozo CPC3Z y aprobación de la Conv. de SV a CTGL de los pozos CPH8, CPE14Z y CPXD24Y incluidas dentro del alcance del proyecto "Producción Incremental Piedemonte 2025".*
- *Reclasificaciones: +8400 Mpc por progresión del beneficio incremental del proyecto Reducción de Presión del Slug Catcher (RPSC) desde la Posible hacia la Probada.*
- *Revisiones técnicas: +3738 Mpc por mejor desempeño en producción de gas de pozos de la básica.*
- *Factores económicos: +201 Kbls."*

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

Cordialmente,

Ernesto Forero
Presidente Agencia Nacional de Hidrocarburos

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Al contestar cite Radicado 20266011498811 Id: 2277434
Folios: 10 Fecha: 05-11-2026 20:52:17
Anexos: 5 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: PRESIDENCIA
Destinatario: CAMARA DE REPRESENTANTES. COMISION QUINTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE - JOSÉ VICENTE CARREÑO CASTRO

Anexos: Traslado DNP radicado ANH 20266011494761 – ID 2275768
Traslado Ecopetrol S.A. radicado ANH 20266011494751 – ID 2275763
Proyección Reservas_Dpto Casanare_Por Campo_IRR2025.zip

Copias: Ministerio de Minas y Energía – Grupo de Asuntos Legislativos – asuntoslegislativos@minenergia.gov.co (ref. radicado 2-2026-047909)
Departamento Nacional de Planeación – DNP – servicioalciudadano@dnp.gov.co (ref. radicado ANH 20266011494761)
Ecopetrol S.A. – correspondeciaecp@ecopetrol.com.co (ref. radicado ANH 20266011494751)

Aprobó: Yeny Milanyela Cortes Puentes/Vicepresidenta de Operaciones, Regalías y Participaciones

Revisó: Carlos Diego Martínez Morales - Gerente de Regalías y Derechos Económicos (E)

Maria Eugenia Tovar Celis - Gestor T1 Grado 19 / Componente Técnico / Preguntas 3 parcial, 4 y 5

Luz María Celis Lotero - Contratista/Componente Jurídico VORP - Preguntas 3 parcial, 4 y 5

Proyectó: Katerine Cifuentes Ruiz - Contratista/ Componente Jurídico VORP (Pregunta 3 en relación con regalías)

Yenny Andrea Rincon Cuenca - Contratista / Componente Técnico / Preguntas 3 parcial, 4 y 5

Andrés G. Guarin Salinas - Contratista/Componente Administrativo VORP

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