



Bogotá, D.C., 16 de abril de 2021

Doctora

**OLGA LUCÍA GRAJALES GRAJALES**

Secretaria General

**Comisión Segunda de Relaciones Exteriores, Comercio Exterior, Defensa y Seguridad Nacional**

**Cámara de Representantes**

Carrera 7 No. 8 - 68 Edificio Nuevo del Congreso

comisión.segunda@camara.gov.co

Ciudad

**Asunto: Respuesta cuestionario ANH y traslado cuestionario UPME**  
**Proposición No. 37 de 2021 Comisión Segunda Cámara de Representantes**  
Radicados ANH Nos. 20216410100022; Id: 591881 – 20216410101582; Id: 592310.

Estimada doctora Grajales:

En relación con el asunto, dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en los artículos 258 y 259 de la Ley 5° de 1992, remitimos respuesta en el marco de nuestras competencias al cuestionario formulado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH - según la Proposición No. 37 de 2021, así como al traslado del cuestionario de misma Proposición allegado a esta entidad por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Esperamos haber atendido de manera satisfactoria la solicitud, reiterando nuestra disposición para atender las aclaraciones que tengan a bien solicitar.

Cordialmente,

**José Armando Zamora Reyes**  
Presidente

Anexos: Carpeta Respuesta Prop. 37

Copias: Doctor CHRISTIAN RAFAEL JARAMILLO, Director Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. Avenida Calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901. [christian.jaramillo@upme.gov.co](mailto:christian.jaramillo@upme.gov.co); [correspondencia@upme.gov.co](mailto:correspondencia@upme.gov.co)





## CUESTIONARIO ANH PROPOSICIÓN NO. 37 DE 2021

***“1. ¿Cuántos proyectos offshore de Gas Natural se encuentran en etapa de exploración y producción actualmente en el país? ¿Cuáles son?”***

**Respuesta:**

A la fecha hay cuatro (4) contratos Offshore en los que se ha corroborado la presencia de gas natural, que se encuentran en etapa de evaluación, esto es, se están realizando las pruebas pertinentes para determinar la comercialidad de los yacimientos y pasar a la etapa de producción.

En las siguientes tablas se relacionan los dos Programas de Evaluación offshore en curso, de Contratos suscritos por la ANH.

1. Programa de Evaluación Integrado

Área	Contratos E&P	Operador	Fecha Inicio	Fecha Fin
Programa de Evaluación Integrado	COL 5	Shell EP Offshore Ventures Limited	31/10/2019	30/10/2026
	FUERTE SUR			
	PURPLE ANGEL			

2. Programa de Evaluación Orca

Área	Contratos E&P	Operador	Fecha Inicio	Fecha Fin
Orca	Tayrona	Petrobras International Braspetro B.V.	24/03/2015	04/03/2022

La información anterior no incluye contratos Offshore que se encuentran actualmente en exploración en los que no se haya verificado la presencia de gas, sin perjuicio que puedan ser considerados con prospectividad de gas.

***“2. ¿Cuántas solicitudes para celebración de contratos de exploración y producción de gas natural, se encuentran actualmente en trámite en el país?”***

**Respuesta:**



Actualmente la ANH no registra solicitudes de celebración de contratos E&P para gas natural, toda vez que el modelo de asignación y los procesos de asignación de áreas, no diferencia tipos de hidrocarburos para surtir procesos de asignación (gas o petróleo).

Es de señalar que la ANH desarrolla de manera permanente estrategias de promoción y atracción de inversionistas, para el desarrollo de actividades exploratorias que impacten positivamente el descubrimiento de nuevas reservas hidrocarburíferas.

Así mismo, esta entidad ha surtido ajustes permanentes a las condiciones contractuales de los negocios jurídicos en curso, para incentivar la exploración intensiva en aquellas cuencas prospectivas para gas y evitar el congelamiento de inversiones pactadas.

Hay que tener en cuenta que la inversión en la actividad exploratoria está influenciada no solo por las condiciones técnicas propios de las geográficas de los países, sino también por las condiciones del entorno local.

En respuesta a ello, la ANH ha adoptado políticas de relacionamiento institucional, acompañamiento a la industria y fortalecimiento social que han generado resultados satisfactorios frente las condiciones de desarrollo territorial, materializado en una mejor articulación entre las instituciones responsables de la gobernanza territorial, generando ampliación del empleo local, fomentando la contratación de bienes y servicios locales, la inversión social regional y atención institucional a las problemáticas ambientales.

Actualmente este proceso arroja resultados satisfactorios para la industria, el gobierno y la comunidad en la medida que se cuenta con capacidad social instalada en las zonas de influencia petrolera debido a la recuperación de la confianza de las comunidades en el sector y las significativas inversiones que se vienen ejecutando en el territorio.

A partir del dialogo informado, se generaron capacidades instaladas en los actores del territorio, que permite una cultura de resolución de conflictos, teniendo un encuentro de puntos comunes a partir de las diferencias.

Así las cosas, el futuro de la industria petrolera, bajo el alcance y manejo de la ANH, tiene un gran potencial.

Es de señalar que, en los criterios de desarrollo petrolero, también obedece a aspectos macroeconómicos que escapan al control de la ANH y en ese sentido, la industria se encuentra actualmente en un proceso de reactivación, después de una recesión por la caída de los precios del petróleo y la pandemia actual por el virus SARS-CoV-2.

***“3. ¿Cuántos contratos de evaluación técnica de yacimientos de gas natural se encuentran actualmente activos en el país?”***

**Respuesta:**





Los Contratos de Evaluación Técnica tienen la finalidad de evaluar el potencial hidrocarburífero e identificar las zonas de mayor interés prospectivo de las áreas asignadas en evaluación técnica. Estos contratos no facultan al Evaluador para producir hidrocarburos en el área asignada, por lo que debe efectuarse la conversión a un contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos para poder perforar pozos exploratorios que corroboren la presencia de gas en el área.

**“4. ¿Cuántos contratos de exploración y producción de yacimientos de gas natural se encuentran actualmente activos en el país?”**

**Respuesta:**

En el siguiente cuadro se relaciona el número de contratos de hidrocarburos suscritos por la ANH en los cuales se han presentado descubrimientos de gas natural y que a la fecha de la presente comunicación se encuentran vigentes.

Tipo de Contrato	No. de Contratos	No. de Áreas en Evaluación	No. de Áreas en Explotación
Convenios de Explotación	2		2
Convenio Exploración y Explotación	1		1
Contratos de Exploración y Producción	17	11	21
<b>Total</b>	<b>20</b>	<b>11</b>	<b>24</b>

Es preciso señalar que en un Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos pueden existir una o varias Áreas en Evaluación y/o Explotación simultáneamente.

Las Áreas de Evaluación se conforman a partir de un aviso de descubrimiento sobre el cual el contratista decide adelantar actividades con el propósito de evaluar el descubrimiento, delimitar la geometría del yacimiento y determinar, entre otros, la viabilidad de extraer tales hidrocarburos en cantidad y calidad económicamente explotables.

Una vez culminadas las operaciones de evaluación, si así lo considera, el contratista entrega a la ANH una declaración escrita informando su decisión incondicional de explotar comercialmente ese Descubrimiento y a partir de esta fecha el área inicia el Periodo de Explotación o Producción.

**“5. ¿Cuál es el impacto que sufrirán los productores y comercializadores nacionales de gas natural con la instalación de la planta de regasificación en el Pacífico?”**

**Respuesta:**

Por considerar esta pregunta de la competencia de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la ANH hizo el correspondiente traslado mediante



comunicaciones con radicados no. 20216410060921 Id: 592781 y 20216410060951 Id: 592785 del 14 de abril de 2021, respectivamente. Se adjunta copia de los oficios remitidos.

**“6. ¿Cuáles son las políticas y planes desde la entidad a su cargo que se vienen ejecutando en conjunto con la Unidad de Planeación Minero Energética y con el Ministerio de Minas y Energías para garantizar la autoeficiencia de gas natural en Colombia en el corto, mediano y largo plazo?”**

**Respuesta:**

En cumplimiento de su Función Misional de Administrar Integralmente los recursos de hidrocarburos de la Nación, la ANH revisa y analiza permanentemente las disposiciones técnicas y regulatorias vigentes, las directrices del Ministerio de Minas y Energía y los estudios contratados y realizados internamente, en procura de identificar posibles mecanismos alternativos de fortalecimiento del sector y extensión del horizonte de autosuficiencia.

El ciclo económico que ha enfrentado la industria petrolera en los últimos años, ha impactado sensiblemente el comportamiento general del sector de hidrocarburos a nivel mundial, que registra entre otros efectos la caída de las exportaciones de petróleo por precios bajos, así como la desaceleración de los niveles de exploración y producción en los contratos vigentes suscritos con la ANH, con el consecuente decrecimiento de los niveles de ingresos generados por contraprestaciones económicas en favor del Estado; situación ésta a la que se suma los efectos adversos e imprevisibles que trajo consigo la pandemia del COVID-19.

En aras de continuar incentivando el desarrollo de actividades que le permitan a la Nación aumentar sus reservas de mediano y largo plazo, así como el aumento de producción de gas y petróleo, la ANH estructuró medidas innovadoras con el propósito de mantener e incrementar las capacidades de la industria de hidrocarburos como motor de la economía nacional.

Entre las medidas que se han venido desarrollando en los últimos años, se resaltan las más significativas:

**1. Proceso Permanente de Asignación de Áreas – PPAA**

Colombia desarrolló su última gran Ronda en el año 2014 y desde esa época no se ofertaban nuevas áreas para su asignación y no se actualizaba ni publicaba el Mapa de Tierras.

El Proceso Permanente de Asignación de Áreas inició en el año 2019 y durante el 2020 reforzó la estrategia para mantener activas las inversiones de la Industria y promover la competitividad y el posicionamiento del país en la oferta de áreas E&P y adjudicación a empresas con gran trayectoria, lo que permite estimular también el desarrollo de las actividades conexas que se derivan para el sector de hidrocarburos, en particular a la adquisición de bienes y servicios, generación de beneficios a comunidades a través de programas con alto impacto social dentro de las entidades territoriales en las que se desarrollan.

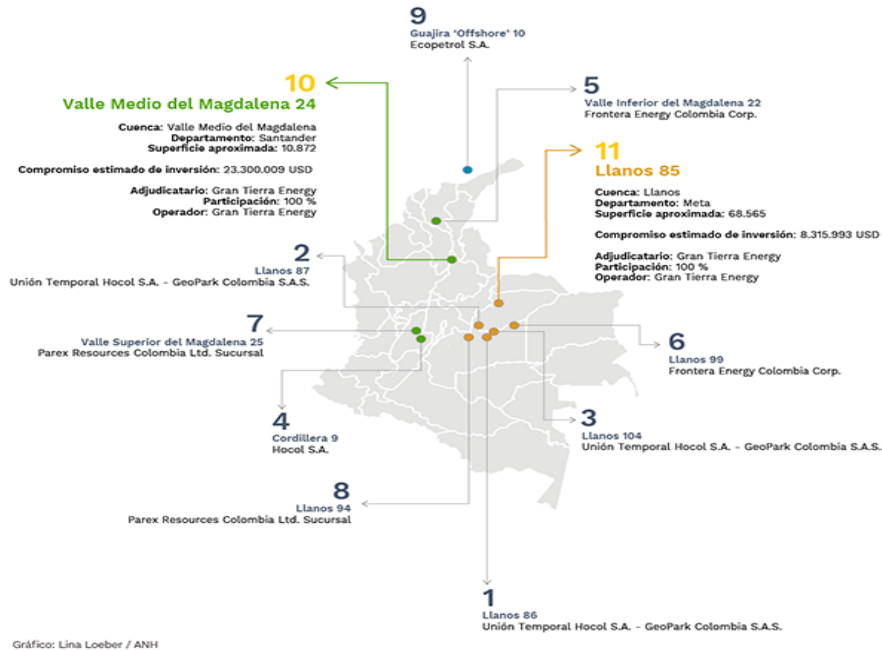
Como resultado del PPAA, se han logrado pactar importantes inversiones, en sus diferentes ciclos:

**1.1. Ciclo 1**





Como resultado del Ciclo 1 del PPAA, se adjudicaron y suscribieron 11 Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, comprometiéndose una inversión superior en valor equivalente en puntos de \$431 millones dólares.

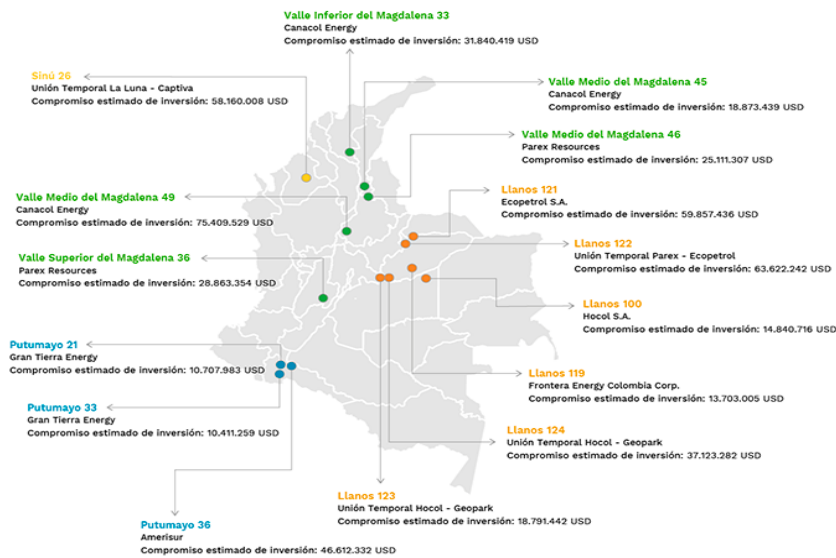


## 1.2. Ciclo 2

Como resultado del Ciclo 2 del PPAA, se adjudicaron y suscribieron 15 Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, comprometiéndose una inversión superior en valor equivalente en puntos de \$500 millones de dólares.



Al contestar cite Radicado 20211400063841 Id: 593511  
 Folios: 17 Fecha: 2021-04-16 20:19:16  
 Anexos: 1 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)  
 Remitente: PRESIDENCIA  
 Destinatario: CONGRESO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA - CAMARA DE REPRESENTANTES - OLGA LUCIA GRAJALES GRAJALES



Compromiso estimado de inversión total: 514 millones de dólares  
 Cumpléndole a Colombia en el primer año del Gobierno Duque

Gráfico: Lina Lueber / ANH

### 1.3. Ciclo 3

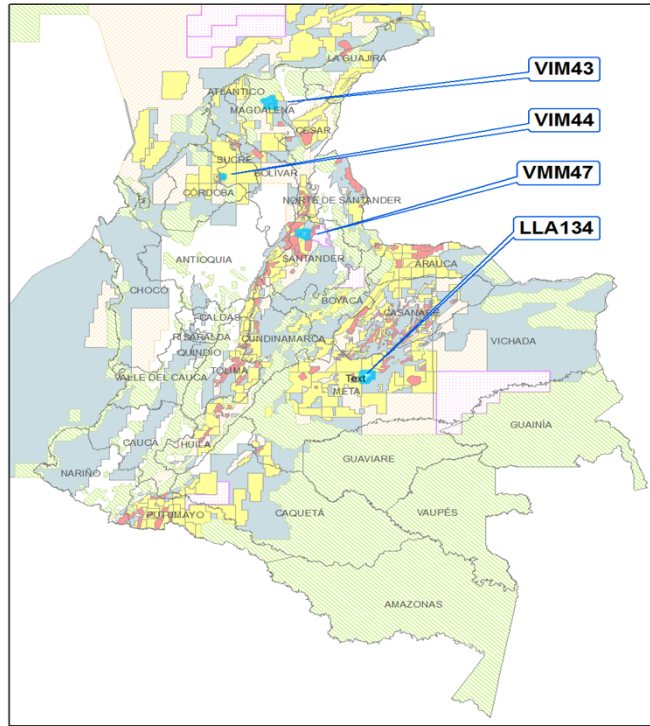
Como resultado del Ciclo 3 del PPAA, se adjudicaron y suscribieron 4 Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, comprometiendo una inversión superior en valor equivalente en puntos de \$40 millones de dólares.

Para la suma total aproximada de las inversiones a su equivalencia en puntos, que representa en lo que va corrido del PPAA entre el 2019 y 2020, más de \$980 millones de dólares. (Ref WTI 60-65).

En la actualidad, se realizó el prelanzamiento de la **Ronda Colombia 2021** en la cual se ofrecerán 32 áreas en 10 cuencas sedimentarias tanto continentales como marinas, algunas como áreas de Exploración y Producción, otras como áreas de Evaluación Técnica. Parte de las áreas que se ofrecerán hacen parte de cuencas sedimentarias con vocación gasífera como por ejemplo el Valle Inferior del Magdalena.

Simultáneamente la Agencia adelanta talleres técnicos semanales con cubrimiento internacional con el ánimo de compartir el conocimiento cuenca por cuenca y así incentivar a la industria a nominar áreas para exploración en todas las 17 cuencas sedimentarias en el país.





## 2. Contratos Especiales de Proyectos de Investigación - CEPI

En cumplimiento del objetivo de “*Desarrollo Minero Energético con rigurosos estándares de responsabilidad ambiental y social*” establecido en el PND 2018-2022, la Agencia Nacional de Hidrocarburos promovió unos lineamientos completos y manifiestos que permiten realizar proyectos Piloto de Investigación Integral sobre Yacimientos No Convencionales - YNC de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias Valle Medio del Magdalena y Cesar Ranchería, bajo procedimientos que garantizan los principios constitucionales de coordinación y concurrencia del nivel nacional con las entidades territoriales, la democracia participativa y la articulación territorial bajo un Estado unitario.

En desarrollo del procedimiento de asignación de Contratos Especiales de Proyectos de Investigación, se adjudicaron los proyectos Kalé de Ecopetrol y Platero de ExxonMobil, que se desarrollarán en jurisdicción del municipio Puerto Wilches del Valle Medio del Magdalena.

Estos proyectos representan inversiones para los proyectos piloto por 130 millones de dólares. Además de la inversión propuesta, las empresas se han comprometido en destinar un 0,5% en Participación Económica para las Comunidades (PEC). Las empresas se comprometen en adquirir bienes y servicios locales por un mínimo de 8% y 7%, respectivamente, del total de las inversiones.





### 3. Contratos E&P Costa Afuera

La ANH consolidó recientemente la actividad exploratoria en el Caribe Colombiano con la suscripción de contratos E&P Costa Afuera, con inversiones estimadas superiores a USD 1.750 millones de dólares.

El primer contrato se firmó con Ecopetrol (COL-5), con inversiones pactadas equivalentes a USD 349 millones de dólares.

Así mismo, se firmaron dos (2) contratos E&P con Shell y Noble Energy (COL-3 Y GUA OFF-3) con inversiones pactadas de USD 219 millones de dólares para la primera fase exploratoria y 700 USD millones de dólares de inversión, para los compromisos exploratorios de las fases II y III.

Igualmente, se firmaron contratos con Repsol y ExxonMobil (GUA OFF-1 y COL-4), con compromisos de inversión que superaran los USD 700 millones de dólares.

Actualmente, se tiene previsto la suscripción de cuatro (4) contratos adicionales con la compañía Anadarko. Es de resaltar que el Contrato E&P Tayrona inició en el 2019 su Programa Exploratorio Posterior, lo cual representa inversiones de USD 146 millones de dólares.

### 4. Estudio competitividad

En el 2020, se llevó a cabo un estudio integral enfocado en la identificación, evaluación y desarrollo de nuevos campos de gas en Colombia con el fin de desarrollar las políticas interinstitucionales que permitan la producción en los campos de gas ya existentes con miras a aumentar las reservas en el corto y mediano plazo para la atracción de nuevos inversionistas.

Entre las actividades del estudio se realizó un análisis, evaluación y revisión detallada del sector de gas actual para la evaluación exhaustiva de la situación existente en el sector de gas en Colombia, enfocándose principalmente en:

- (i) recursos existentes
- (ii) marco normativo del sector de gas
- (iii) portafolio de usos del gas
- (iv) la participación del gobierno en el sector del gas.

De igual manera se revisaron los factores externos claves en la evaluación de las diversas opciones de planificación, es decir, el entorno de gas a nivel global, desarrollo de los conceptos y tecnología del sector Upstream enfocado a gas, la competitividad de Colombia en el sector de gas, la perspectiva económica mundial y el mercado.

Los principales resultados de estudio acorde a la situación actual del gas en Colombia, fueron los siguientes:





- a) La producción de gas colombiana y las reservas probadas están en declive con volúmenes actualmente reservados para satisfacer la demanda interna hasta mediados de la década de 2020. Sin embargo, el territorio cuenta con suficiente gas en el suelo para satisfacer las necesidades domésticas de Colombia en la década de 2030 aunque gran parte de estos volúmenes están funcionalmente varados (Cuenca del Bajo Magdalena) o aún en exploración / evaluación temprana (aguas profundas y gas de esquisto).
- b) El uso de gas natural en Colombia ha estado creciendo y desempeña un papel importante en la combinación energética del país al representar el 26% del suministro total de energía primaria (TPES). No obstante, se ha evidenciado que las reservas probadas se agotan rápidamente lo que afecta las perspectivas de un mayor crecimiento del mercado.
- c) Si bien existe un sólido legado de la industria del gas este debe enfrentar y superar innumerables problemas tales como: la geografía; el clima; la interrupción de las importaciones de oleoductos; la disminución del campo; la seguridad; ritmo de desarrollo aguas arriba; tarifas de tuberías y entorno regulatorio; costos excesivos; entre otros.
- d) Algunas de las problemáticas están, en gran medida, fuera del control del gobierno y los actores de la industria, mientras que otras son, en principio, susceptibles a control.
- e) Colombia tiene muchas oportunidades para desarrollar recursos de gas, proporcionar capacidad adicional de importación de GNL, expandir y mejorar su sistema domestico intermedio y estimular el crecimiento del mercado. Lo vital es el determinar qué oportunidades se deben perseguir y cómo hacerlo con el fin de aprovechar las fortalezas del país y mitigar o eliminar las debilidades y así, maximizar el beneficio para la nación.
- f) Es imperante fomentar un esfuerzo conjunto entre industria y gobierno para así generar estrategias que estén a la altura de los desafíos ya mencionados.

## 5. Expedición de estrategias normativas para el impulso del sector hidrocarburífero.

Durante el año 2020, el Consejo Directivo de la ANH, emitió una serie de medidas con el fin de apoyar la industria de los hidrocarburos ante la doble crisis que enfrenta, los cuales se resumen así:

### 5.1 Acuerdo 001 de 2020

Objetivo: Permite trasladar inversiones, que se encuentren en áreas asignadas con dificultades para su desarrollo, asegurando la actividad exploratoria (Acuerdo 01 de 2020 ANH). De esta manera, se garantiza que las inversiones previamente comprometidas para exploración cumplan su objetivo al ser trasladadas a otros contratos del mismo operador, claramente en procura de nuevos descubrimientos que prolonguen el panorama de autosuficiencia del país.





Se han recibido 17 solicitudes, con un impacto aproximado de \$ 356,75 millones de dólares, a junio de 2020.

### 5.2 Acuerdos 002 y 003 de 2020

Objetivo: Permite otorgar plazos, para las actividades exploratorias, actividades de evaluación y declaraciones de comercialidad. Igualmente permite flexibilizar la entrega de planes y programas de desarrollo. Así como la posibilidad de reducción de garantías y la opción de redirigir las inversiones de los Programas en Beneficio de las Comunidades PBC en apoyo a las comunidades para la mitigación de la crisis sanitaria.

Los impactos de esta medida se han reflejado positivamente en:

- (i) La posibilidad de extender los plazos de las fases exploratorias y ajustar sus planes de desarrollo, para poder reprogramar las actividades que realizarían durante el año 2020 y lo que lleva corrido del 2021.

47 solicitudes de extensión recibidas: 8 aprobadas, 21 en análisis, 18 negadas.  
Impacto total estimado de USD 299,8 millones, (a junio de 2020).

- (ii) La posibilidad de liberar recursos que estaban en las garantías otorgadas.

Con la flexibilización de las garantías, algunas compañías liberan cupo de deuda, otras liberan flujo de caja, lo cual contribuyó a ampliar su margen de maniobra ante la crisis.

30 solicitudes de garantías: 18 aprobadas, 7 en análisis, 5 negadas.  
Monto inicial: USD 91.906.529 · Reducción: USD 65.777.840 ·  
Monto aprobado: USD 26.128.689. (a junio de 2020).

De esta manera, parte de los proyectos exploratorios que estaban previstos para 2020, han sido reprogramados para 2021, por lo cual estamos previendo una reactivación muy importante durante este año.

### 5.3. Acuerdo 004 de 2020:

Objetivo: Diferir de pago de Derechos Económicos por concepto de Participación en la Producción (X %).

Así mismo, desde el Gobierno Nacional, se han impulsado iniciativas como las siguientes:

#### **Fomento a los Proyectos de Producción Incremental – PPI**

Buscan promover las inversiones en campos maduros, en la implementación de proyectos de recobro mejorado cuyo objetivo básico es el mejoramiento / incremento del factor de recobro de los campos en explotación. Este mecanismo aplica para convenios de explotación posteriores a la terminación de los





antiguos contratos de asociación, y para los contratos de asociación aún vigentes, los cuales pagan regalías del 32% y 20% respectivamente. Por la complejidad de los procesos y el costo de estos, muchos de estos procesos no son económicamente rentables bajo el régimen de regalías vigente para cada contrato. Bajo este mecanismo entonces, de común acuerdo con la ANH, se establece una proyección de la producción futura, establecida considerando las condiciones actuales de operación de cada activo la cual se denomina curva base de producción, curva que continuará pagando el porcentaje de regalías vigente (32% o 20% según sea el caso), y a partir de allí, todo volumen de producción adicional o incremental producto de las inversiones realizadas en proyectos de recobro mejorado, gozan del beneficio de regalías variables al igual que en los contratos E&P otorgados por la ANH (Artículo 29 de la Ley 1753 de 2015).

### **Certificado de Rembolso Tributario – CERT**

De carácter temporal, este mecanismo busca también estimular las inversiones en proyectos de implementación de nuevas tecnologías y proyectos de recobro mejorado, que permitan incrementar la producción y reservas de hidrocarburos del país (Decreto 2253 de 2017).

***“7. ¿Cuál es el potencial, discriminado geográficamente, con que cuenta a la fecha el país en materia de yacimientos de gas natural convencionales?”***

#### **Respuesta:**

En materia del gas, el país en los anteriores ciclos del Proceso Permanente de Asignación de Áreas entregó a la Industria 30 bloques petroleros, el 75% con vocación gasífera.

Esos nuevos contratos están en el Valle Inferior de Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Llanos Orientales y la cuenca de Guajira Offshore, donde las inversiones pactadas están por el orden de US\$850 millones.

Asimismo, en 2019, cinco contratos TEAs prosiguieron a convertirse en contratos E&P, los cuales se ejecutan en la Cuenca Colombia (off shore), donde se ha vislumbrado una posible prospectividad para gas según los resultados iniciales de perforación exploratoria que así lo muestran.

De la misma manera, el nuevo ciclo, la Ronda Colombia 2021, entregará área las en cuencas con tendencia al gas como el Valle Inferior del Magdalena, las cuencas offshore del Caribe y el Pacífico colombiano.

El país cuenta con empresas con vocación gasífera como Canacol Energy, Lewis Energy, Hocol, CNE OIL & GAS S A S, ECOPETROL S.A, Geoproduction Oil And Gas (ahora Canacol) Petroleos Sud Americanos, y Parex, de las cuales, por ejemplo, Canacol reporta éxitos exploratorios en el año anterior en los pozos Pandereta 8 (168 pies en el Ciénaga de Oro) y Porro Norte - 1 en agosto de 2020.

También han reportado hallazgos en época reciente compañías como Frontera y Parex con el pozo La Belleza-1.





Por su parte Hocol y Lewis han reportado el descubrimiento de gas en el pozo Merecumbé – 1 en el departamento del Atlántico, además de la participación de Hocol en los campos productores de Chuchupa y Ballena.

Por otra parte, la ANH ha asumido los Recursos Prospectivos Recuperables netamente en gas para el offshore de Colombia.

Se debe tener en cuenta que actualmente se está infiriendo la existencia de hidrocarburos líquidos en el Caribe, por lo tanto, este valor puede cambiar con el tiempo al introducir un porcentaje en hidrocarburos líquidos.

La respuesta a la fecha de acuerdo con los estudios internos de la ANH (Cesar Mora, 2019):

#### RECURSOS PROSPECTIVOS RECUPERABLES GAS

Cuenca Guajira Offshore 1.4 TCFs  
Cuenca Colombia 13.9 TCFs  
Cuenca Sinu Offshore 11.8 TCFs  
Cuenca Pacifico Profundo 1.4 TCFs  
Cuenca Chocó Offshore 1.1 TCFs  
Cuenca Urabá 0. TCFs  
Cuenca Tumaco Offshore 0.3 TCFs

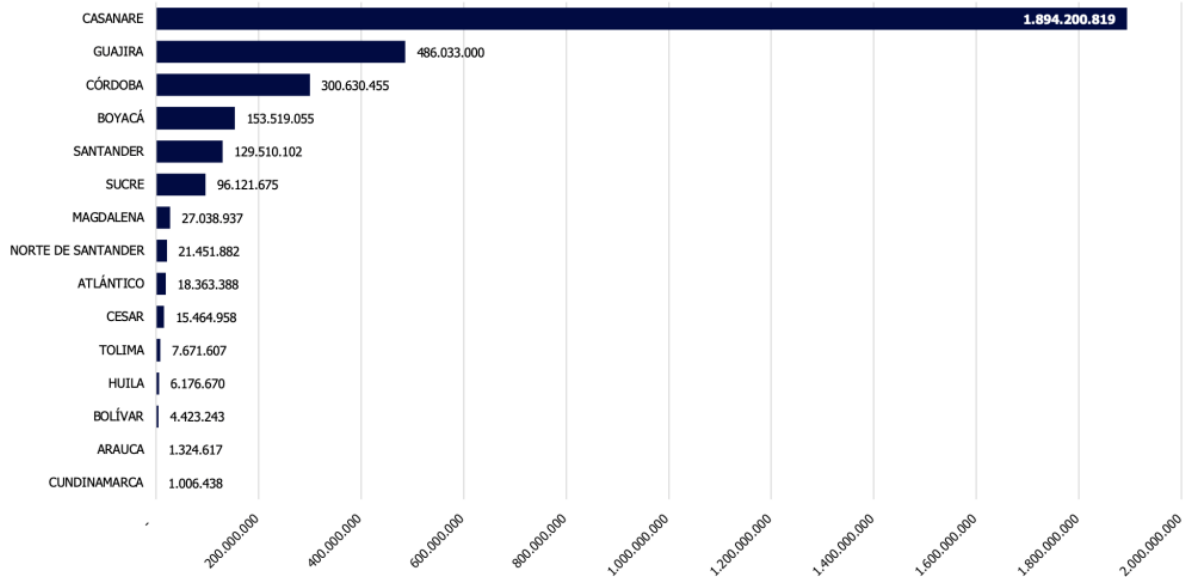
Total 30 TCFs

Vale la pena aclarar que estos potenciales son inciertos y sus eventuales descubrimientos y desarrollos podrían tomar décadas en materializarse, si se logra atraer la inversión de riesgo necesaria para estos propósitos.

Por otro lado, la siguiente gráfica representa las reservas probadas de gas discriminadas geográficamente:



### Reservas probadas 1P Gas 2019 (miles de pies cúbicos - kpc)



Fuente: ANH, 2020. Link de acceso: <https://www.anh.gov.co/datos-estadisticas#Reservas>

### “8. ¿Cuál es el potencial con el que cuenta a la fecha el país en materia de yacimientos de Gas Natural no convencionales?”

#### Respuesta:

De acuerdo con los estudios internos realizados en 2019 por la Vicepresidencia Técnica de la ANH, a nivel de recursos prospectivos recuperables, los resultados del estimativo *yet to find*, en cuanto al gas, la cuenca más importante es la Cordillera Oriental con Recursos Prospectivos Recuperables de 117 tcf, seguida por la Cuenca VMM con 29 tcf, la Cuenca Cesar-Ranchería con 9,9 tcf, la Cuenca Catatumbo 7,8 tcf y la Cuenca Valle Superior del Magdalena con Recursos Prospectivos Recuperables de 1,7 tcf.

La siguiente tabla resume los cálculos realizados para esa estimación de recursos prospectivos:



CUENCA	Area (km <sup>2</sup> )	Recursos Prospectivos Crudo (mbp)	Recursos Prospectivos Recuperables Crudo (mbp)	Recursos Prospectivos Gas (bcf)	Recursos Prospectivos Gas (7cf)	Recursos Prospectivos Recuperables Gas (tcf)
VMM	8623	65323	4573	198332	198,3	29,7
CES-RAN	4200	35000	2450	65800	65,8	9,9
COR	28000	2400	168	784000	784,0	117,6
CAT	3000	8500	595	52000	52,0	7,8
VSM	800	6400	448	11200	11,2	1,7
<b>TOTAL</b>	<b>44623</b>	<b>117623</b>	<b>8234</b>	<b>1111332</b>	<b>1111</b>	<b>167</b>

**“9. ¿Para cuántos años más tiene garantizado Colombia su autosuficiencia en materia de Gas Natural?”**

**Respuesta:**

El Informe de Recursos y Reservas (IRR) de la ANH no es la fuente para determinar los años de autosuficiencia del país, la cual requiere también para su determinación un análisis sobre oferta y demanda de hidrocarburos. Dado que el IRR plasma la oferta de hidrocarburos, la ANH estima la relación Reservas/Producción, conocida como índice R/P, el cual relaciona las reservas probadas y la producción comercializada y determina la vida media de las reservas probadas al mantener el nivel de consumo actual constante (producción comercializada constante). Dicho índice indica el tiempo que tardarían en consumirse las reservas probadas a la tasa de producción actual, sin que haya adiciones en ellas, y/o por lo menos la reposición de las cantidades producidas. El índice R/P con corte a 31 de diciembre de 2019 para gas natural es de 8,1 años, considerando los volúmenes de reservas Probadas de 3.163 Gpc y una producción comercializada promedio de gas natural para el año 2019 de 391 Gpc.

**TRASLADO CUESTIONARIO UPME PROPOSICIÓN NO. 37 DE 2021**

**“a) “(...para que rindan informe sobre la realidad de las reservas probadas de gas en Colombia ...)”.**

**Respuesta:**

La información que dispone la ANH sobre reservas de gas del país se encuentra contenida en los capítulos 4, 5 y 6 del último informe de recursos y reservas desarrollado por la ANH en el mes de diciembre de 2019, que anexamos. Este es el último informe producido por la entidad, con corte a 31 de diciembre de 2019, consolidado con los insumos aportados por las empresas operadoras el 1 de abril de 2020. A continuación, se presentan los valores de reservas probadas del país, presentados en el mencionado informe:





Categoría de Reservas de Gas Natural	Volumen a 31-dic- 2019 Giga pies cúbicos
Probadas	3.163


La información de reservas que reporta la ANH tiene como fundamento la normativa vigente con base en el SPE PRMS (Sistema de Administración de Recursos Petroleros), tomando los pronósticos de producción de los operadores para las reservas probadas, probables y posibles, que no tienen en cuenta acontecimientos futuros e inciertos como nuevos descubrimientos (recursos prospectivos), nuevos desarrollos o inversiones adicionales a los proyectos comprometidos a la fecha de cierre de la vigencia. El próximo informe correspondiente al 31 de diciembre de 2020, estará disponible en el segundo semestre de 2021, con los insumos que reporten los operadores a 1 de abril de 2021, acorde con lo establecido en la Resolución 77 de 2019 “por medio de la cual se actualiza la metodología de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos del país, en desarrollo del Acuerdo No. 11 de 2008 y del Acuerdo No. 003 de 2018, expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos”.

**“b) “(...dar claridad sobre las posibles medidas que desde el ramo de la energía nacional se han venido tomando y tomarán en el futuro próximo para aumentar los tiempos de reserva, controlar la subida de precios y alejar la posibilidad de importar este tipo de recursos...)””**

**Respuesta:**


Se remite a la respuesta brindada al numeral sexto del cuestionario dirigido a la ANH.

Aprobó


Alejandro Niño Avella / Vicepresidente de Contratos de Hidrocarburos (Numerales 1, 3 y 4)   
María Jimena Yañez / Vicepresidente de Promoción y Asignación de Áreas-VCH (Numerales 2, 6,



Literal b)  
John Fernando Escobar / Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones, VORP /

Vicepresidente Técnica (E), VT (Numerales 6, 7, 8, 9, Literales a y b) 

Revisó:

Yasmin Ordoñez / Gerente de Seguimiento a Contratos en Producción, VCH / (Numerales 1 y 4) 

Dolly Fajardo Roncancio / Gerente de Seguimiento a Contratos en Exploración, VCH / (Numerales 1 y

3) 

Nadia Plazas / Gerente de Promoción y Asignación de Áreas, VPAA (Numerales 2, 6, Literal b)

Alirio Alonso Ocampo / Gerente de Reservas y Operaciones (E) (Literales a y b) 





Marion Vásquez Mira – Asuntos Legislativos, Oficina Asesora Jurídica, OAJ *PDP.*

Proyectó:

Oscar David Sierra González / Experto G3 Grado 6, VCH (Numerales 1 y 3)

Daniel Flechas / Analista Grado 5/ Componente Técnico, VCH (Numerales 1 y 4) *S.S.*

Carlos A. Rey/Gerente de Gestión del Conocimiento-,VT(Numerales 6, 7, 8, Literal b) *AM*

Johana

Mateus / Contratista, VPAA (Numerales 2, 6, Literal b) *AM*

María Eugenia Tovar Celis/ Gestor T1 Grado 19, VORP (Numerales 6 parcial, 9, Literales a y b) *NG.*

