



Al contestar cite Radicado 20202110167833 Id: 525099
Folios: 86 Fecha: 2020-08-03 16:48:18
Anexos: 8 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: VICEPRESIDENCIA TECNICA
Destinatario: OFICINA ASESORA JURIDICA

MEMORANDO

PARA: **MARIA FERNANDA ESCOBAR SILVA**
Jefe Oficina Asesora Jurídica

DE: **CARLOS JOSÉ RODRIGUEZ TABORDA**
Vicepresidencia Técnica

ASUNTO: Estudios previos para la suscripción de un contrato de cooperación interinstitucional cuyo objeto es el **“DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE CBM EN UNA POSTERIOR ETAPA”**.

Cordial Saludo.

De manera atenta me permito remitir los estudios previos para adelantar la suscripción del contrato interadministrativo relacionado en el asunto.

Atentamente.

CARLOS JOSE RODRIGUEZ TABORDA
VICEPRESIDENTE TECNICO
Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Aprobó: Carlos Alberto Rey González /Gerente Gestión del Conocimiento (E)

Revisó: María Mercedes Rozo Gómez – contratista / Componente jurídico VT

Reviso: Nancy Margarita Alcala Contratista / Componente Financiero VAF

Reviso: Johanna Milena Aragon Sandoval – Gestor T1 Grado 15/ Componente Jurídico OAJ



Proyectó: Hugo Hernan Buitrago Garzón - Gestor T1 Grado 17/ Componente Técnico VT *JB*

1.	LA DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD QUE LA ENTIDAD ESTATAL PRETENDE SATISFACER CON LA CONTRATACIÓN	
1.1	COMPETENCIA DE LA AGENCIA PARA ADELANTAR LA CONTRATACIÓN	<p>De conformidad con lo estipulado en el Decreto 4137 de 2011, por el cual se cambia la naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el objetivo de la ANH consiste en <i>“administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional”</i>. Para el desarrollo de su objeto la Agencia debe cumplir, entre otras, las siguientes funciones: <i>“identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país”, “diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales”, “diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebre Ecopetrol hasta el 31 de diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos”, “asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH adopte para tal fin” y “apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos”</i>.</p> <p>Mediante Resolución No. 313 del 1 de junio de 2020, el Presidente de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, delegó en los vicepresidentes de la Agencia la competencia para la ordenación del gasto sin límite de cuantía en asuntos contractuales (precontractual, contractual y postcontractual) sin consideración a la naturaleza, objeto del bien o servicio siempre y cuando la fuente de financiación corresponda a proyectos de inversión y la competencia para dirigir y adelantar todas y cada una de las etapas inherentes a la escogencia del contratista a través de las modalidades de contratación pública señaladas en la ley..</p> <p>Por lo anterior, atendiendo a la naturaleza del objeto a contratar, la competencia de la presente contratación le corresponde al Vicepresidente Técnico de la Agencia Nacional de Hidrocarburos –</p>

		ANH.
1.2	JUSTIFICACIÓN DE LA NECESIDAD	<p>El Decreto 714 del 2012 señala que la Agencia Nacional de Hidrocarburos es una Agencia Estatal, del sector descentralizado de la Rama Ejecutiva del Orden Nacional, con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica y financiera, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con domicilio en la ciudad de Bogotá, D.C., y ejerce sus funciones a nivel nacional, para lo cual podrá contar con dependencias o unidades a nivel territorial. Así mismo contempla que su principal objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos y contribuir a la seguridad energética nacional. Igualmente señala que, le corresponde a la Vicepresidencia Técnica, entre otras, las siguientes funciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Formular y estructurar opciones y oportunidades de exploración y explotación del subsuelo colombiano. 2. Proponer los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia con miras a evaluar y actualizar el potencial de hidrocarburos y optimizar el aprovechamiento del recurso. 3. Establecer los términos técnicos generales para la estructuración de los proyectos que se requieran contratar. 4. Supervisar de manera integral los proyectos de inversión, tendientes a evaluar y actualizar el potencial hidrocarburífero del país. 5. Coordinar la estructuración técnica de las rondas competitivas. <p>De acuerdo con lo anterior, la Vicepresidencia Técnica de la ANH, se encuentra conformada por la Gerencia de la Gestión del Conocimiento, la cual tiene como responsabilidad la generación de estudios e investigaciones en geología y geofísica con el fin de mejorar el conocimiento de los elementos y procesos de los sistemas petrolíferos de las cuencas y delimitar las nuevas oportunidades exploratorias.</p> <p>Para mejorar el conocimiento de las cuencas se requiere la estructuración de proyectos que permitan evaluar y actualizar el potencial de hidrocarburos y optimizar el aprovechamiento del recurso, con el fin de extender los límites de nuestra autosuficiencia petrolera.</p> <p>Es importante resaltar que la investigación geológica es el procedimiento que permite la caracterización de los sistemas</p>

	<p>petrolíferos, la identificación de áreas con potencial y la estimación de recursos prospectivos, entre otros aspectos; y a su vez, constituye el insumo esencial para la estructuración de los procesos de promoción de nuevas oportunidades de inversión en exploración y producción-E&P.</p> <p>Para mencionar el marco actual de las reservas del O&G, de acuerdo con el informe anual de reservas de hidrocarburos que publicó el Ministerio de Minas y Energía, el país cuenta con reservas de crudo para 6,2 años de consumo y de gas natural para 9,8 años de consumo, con un decrecimiento interanual de 2,9%. En este sentido se hace necesario realizar estudios que conlleven a conocer el potencial de hidrocarburos e incentivar la exploración enfocada a petróleo y gas.</p> <p>Énfasis en la justificación técnica</p> <p>El país requiere avanzar en el conocimiento y evaluación de nuevas reservas de gas natural, para lo cual es necesario identificar, priorizar y explorar en aquellas zonas donde hay posibilidad de encontrar nuevas reservas de hidrocarburos como es el caso del gas asociado a los mantos de carbón, conocido por sus siglas en inglés como CBM. Sólo si se invierte en estudios y regionales para la exploración de hidrocarburos, el país podrá continuar explorando y teniendo la posibilidad de encontrar nuevas reservas de petróleo y gas para propender por la autosuficiencia energética e incrementar las divisas, regalías e ingresos fiscales que alimentan el presupuesto de la nación y de las regiones. Las compañías de exploración petrolera, nacionales o internacionales requieren de información básica del subsuelo colombiano para tener herramientas que les permitan tomar decisiones en sus portafolios de inversión, con reducción de riesgo económico y técnico.</p> <p>Dando continuidad a las actividades de prospección del subsuelo, la ANH considera de vital importancia avanzar en el conocimiento del subsuelo con la realización de un PROYECTO PILOTO DE CBM que contempla en total tres fases y para el presente sondeo se enfoca en:</p> <p>FASE I: “DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE CBM EN UNA POSTERIOR ETAPA”.</p> <p>Pero para situar a todos los interesados se menciona brevemente las fases II y III a continuación:</p>
--	--

FASE II- 2021: Perforación de núcleos y pruebas del reservorio.

En esta fase se considera realizar la perforación de 2 pozos en cuatro sitios preseleccionados.

1. Diseño e ingeniería: La perforación del núcleo y programa de ensayos, será diseñada para maximizar la cantidad de datos obtenidos de cada pozo. Los datos críticos a obtenerse incluye el contenido de gas, saturación del gas, composición del gas, permeabilidad in situ, presión inicial y otros parámetros importantes.
2. Supervisión de perforaciones/programa de pruebas: Gran parte de las pruebas y análisis de CBM de los trabajos realizados en el país hasta la fecha son insuficientes o no han sido integrados y se hace difícil determinar el potencial de producción de los mantos de carbón. Por lo cual, se tiene pronosticado realizar numerosas pruebas in situ para garantizar su exactitud y fiabilidad.
3. Capacitación y divulgación: en esta fase, los asesores participantes en este proyecto ofrecerán talleres de capacitación a las diferentes agencias como SGC, UPME, ANH y MINMINAS argumentando los conceptos técnicos para la evaluación y desarrollo de CBM, metodologías de campo, operaciones, análisis de laboratorio y resultados finales obtenidos. Así como estudios de recursos y reservas, análisis de reservorios. En general los resultados de las fases I y II.
4. Simulación de yacimientos: Utilizando los datos obtenidos a partir de las perforaciones de núcleos y el programa de pruebas, se efectuarán simulaciones de yacimientos que servirán para desarrollar el perfil de producción de gas para cada una de las áreas de estudio (zonas perforadas).
5. Aspectos económicos: Un análisis económico se realizará para determinar cuáles de los sitios estudiados producirá los mejores resultados económicos. Los aspectos económicos serán calculados para diferentes opciones de uso final como inyección del gas en gasoductos, generación de energía y GNC. Los dos (2) mejores sitios serán seleccionados para el desarrollo de

		<p>CBM, donde se realizará los proyectos pilotos de demostración como se resume en la siguiente fase (FASE III).</p> <p>6. Estudio de factibilidad: Un estudio de factibilidad se realizará para cada uno de los dos (2) sitios seleccionados para el desarrollo de la Fase III (Realización de un pozo piloto). Cada estudio será instrumental para delinear los parámetros de diseño e ingeniería de los pozos de producción, la realización de una exhaustiva evaluación ambiental y evaluación de impactos en el desarrollo local y regional. Finalmente se elegirá el mejor prospecto.</p> <p>FASE III- 2022: Proyecto piloto.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Diseño e ingeniería para los proyecto piloto: Mientras que la mayor parte del trabajo de diseño e ingeniería se realizará durante el estudio de factibilidad, habrá algunos aspectos de la ingeniería de perforación y producción que probablemente necesitaría ser ajustado justo antes de la perforación, debido a cambios en la disponibilidad de equipos o proveedores de servicios, o como es probable que haya un lapso de tiempo de 6 a 8 meses entre el momento en que el estudio de factibilidad se ha completado (fase II – perforación, pruebas y ensayos de pozo piloto). 2. Trabajos de monitoreo, seguimiento y supervisión durante las etapas de perforación, terminación y estimulación. 3. En esta fase igualmente es esencial la capacitación y divulgación de resultados obtenidos a los diferentes interesados SGC, UPME, ANH y MINMINAS. 4. Monitoreo y medición de producción de gas: Una parte esencial de cualquier proyecto piloto es reunir información exacta de la producción de gas y agua, cuya información histórica podrá ser comparada simultáneamente con las simulaciones y se podrá predecir el rendimiento de múltiples pozos a largo plazo, para el desarrollo de un proyecto comercial. 5. Análisis económico: Mediante producción del gas del pozo piloto, se obtendrá una base de producción y se llevará a cabo un análisis económico para determinar la viabilidad comercial de
--	--	--

		<p>un escenario para el desarrollo del campo completo.</p> <p>6. Plan para un posible desarrollo comercial: Tras la conclusión de la fase de pruebas piloto, un plan de desarrollo comercial será planteado para un posible desarrollo de campo completo.</p> <p>Y se enfatiza nuevamente se el presente estudio previo está enfocado en la planificación y contratación de la FASE I: “DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE CBM EN UNA POSTERIOR ETAPA”.</p> <p>En relación con lo anterior, el desarrollo de un proyecto piloto de CBM dará lugar a la generación de tres beneficios inmediatos para el país:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Aumento del conocimiento en los verdaderos recursos prospectivos de gas natural asociado al carbón para utilizarlo como apoyo en el suministro de gas domiciliario, industrial, vehicular, entre otros. 2) Disminución del riesgo de accidentes y explosiones en las labores de minería convencional, al drenar o extraer el metano de los bloques carboníferos previo a la minería subterránea del carbón. 3) Disminución de los gases de efecto invernadero (GEI), debido a que, al generarse el aprovechamiento y utilización del gas presente en los niveles de carbón, se disminuye considerablemente la migración que se genera hacia la atmósfera durante el proceso de explotación minera. Esta proyección de disminución es muy favorable ya que el metano es uno de los GEI más perjudiciales al tener una incidencia superior al del CO2 en más de 20 veces. <p>Para definir la localización exacta del proyecto piloto de CBM es necesario realizar un diagnóstico integrando los datos e información técnica disponible con aspectos sociales y ambientales. Por lo anterior, La ANH proyecta adelantar un proceso de selección de la zona más adecuada para de esta manera establecer las demás fases propuestas en el marco del proyecto CBM.</p>
--	--	---

Justificación de celebrar un contrato interadministrativo con la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.

La ANH ha identificado que, en el país, las Universidades Públicas han sido siempre líderes en esta línea de investigación del Gas Asociado al Carbón – CBM por sus siglas en ingles. De hecho, la Universidad Industrial de Santander – UIS y la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC cuentan con laboratorios especializados y grupos de investigación enfocados en esta línea técnica del CBM.

Por tal razón, con el objeto de tener una base técnica y económicamente sólida, se definió realizar primeramente un sondeo de mercado entre las cuatro universidades líderes en Colombia en geología del petróleo y que han desarrollado trabajos con CBM en el país como son: la Universidad Nacional de Colombia, la Universidad de Caldas, la UPTC y la UIS, mediante RAD No. 20202110070073 ID 497106.

Para una verificación, a continuación, se detalla los radicados de envío:

- Envío a la Universidad de Caldas: 20202110075701 Id: 497370
- Envío a la Universidad Nacional: 20202110075691 Id: 497369
- Envío a la UIS: 20202110075681 Id: 497366
- Envío a la UPTC: 20202110075671 Id: 497365

De las anteriores, se recibieron tres respuestas (ya que la Universidad del Caldas desistió de participar del sondeo) las cuales se analizarán económicamente en la sección 4 del presente documento, con más detalle.

En cuanto a la UPTC, la ANH identifica que posee una gran fortaleza en sus instalaciones y laboratorios para el análisis de carbones y gases.

Dentro de los ensayos de laboratorio que la Universidad UPTC esta en capacidad de desarrollar son los siguientes:

1. Los ensayos de desorción (sistemas de desorción cánisters).
2. la cromatografía.
3. la petrografía del carbón.
4. Los análisis inmediatos de carbón.

Además de tener históricamente el CBM como línea de investigación y

	<p>un semillero de estudiantes dirigidos por profesores que se han destacado en esta rama en el ámbito geocientífico del país en esta área y que cuentan con numerosos trabajos y publicaciones.</p> <p>Las publicaciones de mayor relevancia en Gas Asociado a Carbón y Gas Metano en General son:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ ESTADO DE LA EXPLORACIÓN Y POSIBILIDADES DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC) EN BOYACÁ (COLOMBIA). Boletín de geología Colombiana No. 35 – 2013 ✓ METODOLOGÍA PARA LA EXPLORACIÓN DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GMAC O CBM) EN LAS CUENCAS CARBONÍFERAS DE COLOMBIA - 2013 ✓ Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare) – Boletín de Geología – vol 40 – 2018. ✓ Recarga hidrogeológica y concentración de gas asociado al carbón (cbm) - sinclinal de Umbita (Colombia). Bistua – Revista de la Universidad de Pamplona – 2019. ✓ Evaluación de las posibilidades de desgasificación en minas de carbón de Socotá (Boyacá, Colombia). Facultad de Ingeniería UPTC – 2016. <p>Igualmente han realizado algunos de los libros de mayor relevancia en Colombia en este tema como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • GASES EFECTO INVERNADERO: Propuesta de Cálculo del factor de emisiones de gas Metano procedente del Carbón colombiano – 2018. • GAS ASOCIADO EL CARBON (CBM o GMAC), Editorial de la UPTC, Colección de investigación de la UPTC No. 56. <p>Con relación a lo anterior, la UPCT ha participado en diversos estudios de geología básica y del petróleo con resultados enteramente satisfactorios para la ANH en el pasado. Por lo anterior, se muestra, entonces, como un mecanismo idóneo la figura del contrato interadministrativo, el cual sería celebrado entre la Agencia Nacional de</p>
--	---

	<p>Hidrocarburos - ANH y la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Específicamente con la ANH, la UPTC fue financiada en el trabajo de GAS ASOCIADO EL CARBON (CBM o GMAC), Editorial de la UPTC, Colección de investigación de la UPTC No. 56. El cual fue una publicación de alto impacto. <p>Frente a la selección de la UPTC sobre la UIS, esta primera tiene una ventaja y es que puede ser altamente beneficioso para el proyecto por ser una universidad central y cercana a las áreas carboníferas de la Cordillera Oriental y donde se sitúan varias de las estructuras con mayor probabilidad de ser seleccionadas para realizar esta primera fase o “fase de prefactibilidad” para el desarrollo de un proyecto piloto de CBM.</p> <p>La Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC como institución de educación superior estatal goza de autonomía financiera, administrativa y normativa; de acuerdo a los postulados constitucionales desarrollados en la propia Ley 30 de 1992. En este sentido la Universidad, en calidad de contratista, actúa en su propio nombre y representación, comprometiendo directa y exclusivamente su responsabilidad. Contratar con la UPTC ofrece una garantía importante, pues independientemente de que los recursos que sean transferidos a ésta, para la ejecución contractual, provengan de fuente pública o privada, aquellos serán manejados de acuerdo a los postulados propios de la administración pública y la ejecución estará vigilada por los órganos de control respectivos; lo que da la certeza a la ANH de que se realizará una correcta inversión de las cantidades desembolsadas para el cumplimiento de los compromisos adquiridos en virtud del contrato que se suscriba.</p> <p>La entidad tiene gran seguridad al contratar con la UPTC dada la infraestructura de sus laboratorios, su amplia experiencia en proyectos de este tipo con CBM, su planta de profesionales docentes con que cuenta la institución y su semillero de estudiantes lo que genera confianza y seguridad para la celebración de contratos y convenios. En el caso de que no se cuente con profesionales en algunas áreas del conocimiento especializadas, la UPTC brinda el interés y todas las facilidades para su contratación, de tal forma que se ajuste a las exigencias de la ANH de contar con los profesionales consultores de más alto rango en el país.</p> <p>Para fortalecer lo mencionado en el párrafo anterior, a continuación, se</p>
--	---

	<p>describe las fortalezas de las instalaciones y servicios de la UPTC.</p> <p>PORTAFOLIO DE SERVICIOS DE LOS LABORATORIOS DE MATERIALES, GAS ASOCIADO AL CARBÓN (CBM) Y SHALES CARBONOSOS (GAS SHALE) DE LA UPTC.</p> <p>El laboratorio de materiales de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC Seccional Sogamoso, cuenta con equipos, materiales y personal capacitado para ofrecer los servicios de:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Análisis Inmediatos y análisis completos para Carbones (TGA – Leco S-14DR) ➤ Medición de gas asociado al Carbón (CBM) y Shale gas (Terratek- Schlumberger) ➤ Petrografía de carbones (Reflectancia de la Vitrinita y Macerales) (LeicaDM4000P- Tidas MSP). ➤ Petrografía convencional de rocas y análisis mecánicos y químicos para suelos y rocas. <p>Además, se ofrecen servicios como:</p> <p>Geología de superficie.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Mapeo geológico ➤ Estratigrafía ➤ Cortes geológicos ➤ Muestreos de Carbón para mediciones de gas <p>Mediciones y estimaciones de recursos como:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Medición de contenido de gas en el laboratorio (perdido, desorbido y residual). ➤ Cálculo de reservas de: Carbón y Gas Asociado el Carbón ➤ Determinación de zonas más favorables para posterior explotación de recursos. ➤ Descripción de núcleos de perforación. <p>Sus laboratorios integran el denominado Red Nacional de Laboratorios de Geociencias – RNLG</p>
--	--

GRUPO DE INVESTIGACIÓN Y LÍNEAS DE ESPECIALIZACIÓN

Igualmente tiene conformado un grupo de investigación llamado:

INGEOLOG – Ingeniería Geológica Línea: Hidrocarburos No Convencionales.

Como grupo de investigación, trabajan todos los hidrocarburos, pero se han centrado en el estudio de los gases asociados al carbón y las arcilitas carbonosas, (Shale gas), pero también han estudiado la historia térmica de las cuencas a partir de la reflectancia de la vitrinita.

Por otro lado, los gases, especialmente en el carbón, los cuales los estudian desde tres perspectivas:

1. Como fuente de energía no convencional
2. Como parte de los estudios de planeamiento minero para prevención de accidentes
3. Como contaminantes y causantes de efecto invernadero.

Por último, es necesario describir la experiencia del profesor Jorge Mariño quien sería el director de proyecto a contratar:

Ver Anexo No. 3: Experiencia detallada del profesor de la UPTC – Director de proyecto:

En este orden de ideas, la Agencia Nacional de Hidrocarburos tiene la necesidad de contratar la Fase I del primer proyecto piloto de CBM en el país, con el fin de conocer el verdadero potencial de reservas en gas y producción de una estructura seleccionada que presente el mayor potencial geológico y el menor riesgo por factores externos para la implementación de un proyecto piloto. Esto será beneficioso para el país ya que profundizará el conocimiento geológico y técnico para el desarrollo de este tipo de posibles reservas de gas en un país que se ve limitado en su autosuficiencia energética en cuanto al gas natural.

Frente a la prospectibilidad del gas natural asociado a mantos de carbón – CBM, la UPTC tiene la idoneidad suficiente y una alta capacidad técnica, legal administrativa y financiera para atender esta solicitud.

Frente a los trámites administrativos se reseña los siguientes:

		<p>1. Que producto del análisis del sondeo de mercado se le recomendó al Vicepresidente Técnico la selección de la propuesta de la UPTC y este llevó este presupuesto al comité de contratación del pasado 8 de MAYO de 2020 para la creación de la línea en el PAA. El cual fue aprobado esta línea con un monto de (\$ 3.891.100.000) TRES MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y UN MILLONES, CIENTO MIL PESOS M/CTE.</p> <p>Cabe mencionar nuevamente que las otras tres cotizaciones recibidas tuvieron los siguientes valores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Universidad Nacional de Colombia – UNAL: \$ 4.022.233.875 • Universidad Industrial de Santander – UIS: \$ 5.041.671.341 <p>2. Que el pasado 27 de JULIO de 2020, se realizó el comité de contratación No. 19 de la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, por medio del cual se recomendó al Vicepresidente Técnico celebrar el Contrato Interadministrativo con la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia.</p>
1.3	<p>ASPECTOS RELEVANTES DE LAS ENTIDADES PARTICIPANTES EN LA SUSCRIPCIÓN DEL CONTRATO</p>	<p>PORTAFOLIO DE SERVICIOS DE LOS LABORATORIOS DE MATERIALES, GAS ASOCIADO AL CARBÓN (CBM) Y SHALES CARBONOSOS (GAS SHALE) DE LA UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA – UPTC</p> <p>La UPTC posee el laboratorio de materiales de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC Seccional Sogamoso, cuenta con equipos, materiales y personal capacitado para ofrecer los servicios de:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Análisis Inmediatos y análisis completos para Carbones (TGA – Leco S-14DR) ➤ Medición de gas asociado al Carbón (CBM) y Shale gas (Terratek- Schlumberger) ➤ Petrografía de carbones (Reflectancia de la Vitrinita y Macerales) (LeicaDM4000P- Tidas MSP). ➤ Petrografía convencional de rocas y análisis mecánicos y químicos para suelos y rocas. <p>Además, se ofrecen servicios como:</p> <p>Geología de superficie.</p>

- Mapeo geológico
- Estratigrafía
- Cortes geológicos
- Muestreos de Carbón para mediciones de gas

Mediciones y estimaciones de recursos como:

- Medición de contenido de gas en el laboratorio (perdido, desorbido y residual).
- Cálculo de reservas de: Carbón y Gas Asociado el Carbón
- Determinación de zonas más favorables para posterior explotación de recursos.
- Descripción de núcleos de perforación.

Sus laboratorios integran el denominado Red Nacional de Laboratorios de Geociencias – RNLG

GRUPO DE INVESTIGACIÓN Y LÍNEAS DE ESPECIALIZACIÓN

Igualmente tiene conformado un grupo de investigación llamado:

INGEOLOG – Ingeniería Geológica Línea: Hidrocarburos No Convencionales.

Como grupo de investigación, trabajan todos los hidrocarburos, pero se han centrado en el estudio de los gases asociados al carbón y las arcilitas carbonosas, (Shale gas), pero también han estudiado la historia térmica de las cuencas a partir de la reflectancia de la vitrinita.

Por otro lado, los gases, especialmente en el carbón, los cuales los estudian desde tres perspectivas:

4. Como fuente de energía no convencional
5. Como parte de los estudios de planeamiento minero para prevención de accidentes
6. Como contaminantes y causantes de efecto invernadero.

PRINCIPALES PUBLICACIONES E INVESTIGACIONES PROVENIENTES DE LA UPTC

		<p>Las publicaciones de mayor relevancia en Gas Asociado a Carbón y Gas Metano en General son:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ ESTADO DE LA EXPLORACIÓN Y POSIBILIDADES DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GAC) EN BOYACÁ (COLOMBIA). Boletín de geología Colombiana No. 35 – 2013 ✓ METODOLOGÍA PARA LA EXPLORACIÓN DE GAS ASOCIADO AL CARBÓN (GMAC O CBM) EN LAS CUENCAS CARBONÍFERAS DE COLOMBIA - 2013 ✓ Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO2 (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare) – Boletín de Geología – vol 40 – 2018. ✓ Recarga hidrogeológica y concentración de gas asociado al carbón (cbm) - sinclinal de Umbita (Colombia). Bistua – Revista de la Universidad de Pamplona – 2019. ✓ Evaluación de las posibilidades de desgasificación en minas de carbón de Socotá (Boyacá, Colombia). Facultad de Ingeniería UPTC – 2016. ✓ Evidence for stratigraphically controlled paleogeotherms in the Illinois Basin based on vitrinite-reflectance analysis: Implications for interpreting coal-rank anomalies. The American Association of Petroleum Geologists AAPG - 2015 <p>Igualmente han realizado algunos de los LIBROS DE INVESTIGACIÓN de mayor relevancia en Colombia en este tema como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • GASES EFECTO INVERNADERO: Propuesta de Cálculo del factor de emisiones de gas Metano procedente del Carbón colombiano – 2018. • GAS ASOCIADO EL CARBON (CBM o GMAC), Editorial de la UPTC, Colección de investigación de la UPTC No. 56.
2.	LA DESCRIPCIÓN DEL OBJETO A CONTRATAR, ESPECIFICACIONES ESENCIALES Y REQUERIMIENTOS MÍNIMOS	
2.1	OBJETO	Línea 145 del PAA. “DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN

		ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE CBM EN UNA POSTERIOR ETAPA”				
2.2	PLAZO DE EJECUCIÓN DEL CONTRATO	<p>El plazo de ejecución del presente contrato será hasta el 31 de diciembre de 2020 inclusive, contado a partir de la suscripción del acta de inicio, previa aprobación de la garantía que debe constituir la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia - UPTC a favor de la ANH y la expedición del respectivo registro presupuestal.</p> <p>Parágrafo. - El Acta de Inicio solamente se suscribirá una vez aprobada en la Plataforma Secop II la garantía, previo cumplimiento de los requisitos de perfeccionamiento, esto es, la firma de las partes y el registro presupuestal.</p>				
2.3	LUGAR DE EJECUCIÓN	<p>Por las características del proyecto, el lugar (bloque) de estudio será seleccionado durante la ejecución.</p> <p>Por otro lado, habrá un lugar de procesamiento y análisis de información que es la Ciudad de Sogamoso, Boyacá donde se ubican las oficinas y laboratorios especializados en Carbón y CBM de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia- UPTC. La UPTC-Sogamoso tiene la infraestructura necesaria y de alto nivel (sala de hidrocarburos) donde se puede acondicionar los materiales, personal e información que se utilizara durante el proyecto.</p>				
2.4	VALOR	<p>El valor acordado entre las partes es de TRES MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y UN MILLONES, CIENTO MIL PESOS M/CTE (\$3.891.100.000) aportados enteramente por la ANH, distribuidos por productos como se observa a continuación.</p> <p>Nota importante: Se hizo un ejercicio de transformar la cotización original del sondeo basada en personal mínimo, estudios de campo y principales costos a COSTOS NETAMENTE POR PRODUCTOS CONSERVANDO EL VALOR TOTAL ORIGINAL COTIZADO POR LA UPTC que fue 3.891 MILLONES, (la cual fue la cotización más baja).</p> <table><tr><td>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS</td></tr><tr><td>VICEPRESIDENCIA TÉCNICA</td></tr><tr><td>COSTOS POR PRODUCTO</td></tr><tr><td>DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA</td></tr></table>	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS	VICEPRESIDENCIA TÉCNICA	COSTOS POR PRODUCTO	DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS						
VICEPRESIDENCIA TÉCNICA						
COSTOS POR PRODUCTO						
DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA						

REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE CBM EN UNA POSTERIOR ETAPA					
ITEM	PRODUCTO ENTREGABLE	UNIDAD	CANT	VALOR UNITARIO	SUBTOTAL
1	Matriz de evaluación del riesgo para selección del área y Documento descriptivo con los argumentos tenidos en cuenta para la selección de un área (bloque) que presente el mayor interés teniendo en cuenta los aspectos geológicos, mineros, logísticos y socio/ambientales.	DOCUMENTO	1	163,450,000.00	\$163,450,000
2	Informe diagnóstico de la recopilación y análisis de la información de estudios previos en CBM en el país que han realizados las diferentes entidades (SGC, UPME, ANH).	DOCUMENTO	1	242,500,000.00	\$242,500,000
3	Informe del análisis de la situación de los títulos mineros en el área de interés.	DOCUMENTO	1	73,500,000.00	\$73,500,000
4	Mapa Geológico 1:10.000 y su informe.	km	800	983,125.00	\$786,500,000
5	2.000 m Columna Estratigráfica Escala 1:5,00 y su informe	m	2000	236,150.00	\$472,300,000
6	Informe preliminar del 50% de la CAMPAÑA DE ADQUISICIÓN de muestras en campo para análisis en laboratorio. Lo que significa 175 toma de muestras para laboratorio para diferentes estudios.	muestras	175	282,857.14	\$49,500,000
7	2.000 m de curvas de gamma Ray de afloramiento y su respectivo informe.	DOCUMENTO	2000	114,250.00	\$228,500,000
8	Informe detallado del	DOCUMENTO	1	168,500,000.	\$168,500,000

			modelo hidrogeológico conceptual del área seleccionada.	NTO Y ANEXO		00		
		9	Base de datos e Informe técnico de (Adquisición y Análisis de datos de laboratorio) sintetizando los datos obtenidos de la recolección de información geológica adicional en el área de interés y la preselección de posibles puntos de ubicación de perforaciones para obtención de núcleos.	DOCUMENTO Y MUESTRAS (En total las 350 muestras)	175	4,293,428.57	\$751,350,000	
		10	Informe de evaluación socio/ambiental preliminar.	DOCUMENTO	1	98,300,000.00	\$98,300,000	
		11	Informe de caracterización económica preliminar de un proyecto CBM en la zona de interés y establecer la viabilidad económica de un proyecto CBM en la zona seleccionada.	DOCUMENTO	1	116,200,000.00	\$116,200,000	
		12	Informe de Modelamiento Geoquímico 2D y 3D.	DOCUMENTO	1	183,500,000.00	\$183,500,000	
		13	Informe de modelamiento y simulación preliminar de los pozos para el objetivo seleccionado.	DOCUMENTO	1	178,500,000.00	\$178,500,000	
		14	INFORME FINAL INTEGRADOR. Este debe contener los aspectos sintetizados de cada uno de los estudios anteriormente realizados, conclusiones y recomendaciones para la FASE II.	CARTOGRAFÍA, DOCUMENTO Y ANEXOS	1	378,500,000.00	\$378,500,000	
		VALOR TOTAL RECURSOS ENTREGABLES					\$3,891,100,000	

Tabla 1. Presupuesto estimado del aporte de la ANH por producto.

Valor del servicio	Valor del IVA (en caso que aplique)	Valor total
Hasta por la suma de \$ 3.891.100.000	Hasta por la suma de \$ N/A	Hasta por la suma de \$ 3.891.100.000

La UPTC declara que los referidos costos incorporan todos los costos directos e indirectos en los que incurra por concepto de la prestación de los servicios a su cargo y, en general, las expensas necesarias para cumplir todas las obligaciones, de manera que constituyen la única contraprestación en su favor por la ejecución contractual.

Frente a los costos de viaje de la supervisión y seguimiento del contrato y sus apoyos técnicos a los sitios de campo que sean seleccionados, así como a la ciudad de Sogamoso donde se encuentran las instalaciones y laboratorios de la UPTC serán cubiertos por la ANH con previa autorización del Ordenador del Gasto. Lo anterior incluye todos los costos y gastos de viaje, incluidos los de transporte, alojamiento y alimentación, dentro y fuera del país.

Para atender el valor del presente Contrato, la Entidad cuenta con el Certificado de Disponibilidad presupuestal No. **20720 de fecha 18 de MAYO de 2020, rubro C-2106-1900-2-0-2106002-02** expedido por el funcionario de presupuesto encargado para este asunto.

2.5 FORMA DE PAGO

La ANH reconocerá a la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC el valor correspondiente, **TRES MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y UN MILLONES CIENTO MIL PESOS M/CTE (\$3.891.100.000)**. Este valor se encuentra respaldado por el Certificado de Disponibilidad Presupuestal - **CDP No.20720, expedido el día 18 de MAYO de 2020**, con cargo al Proyecto de Inversión rubro **C-2106-1900-2-0-2106002-02**.

La forma de pago se desarrollará en función de la siguiente distribución y contra entrega de productos:

Nota 1: Se establece los siguientes porcentajes respecto al valor total

	<p>del contrato contra entrega de productos guardando una cierta relación con los costos de los productos a entregar. Tener en cuenta que el primer pago se efectúa contra entrega de HsV, Cronograma, metodología etc.</p> <p>Nota 2: Al inicio del contrato la Universidad tendrá que entregar a la ANH los siguientes documentos con la <u>debida aprobación del supervisor designado</u>: Cronograma de trabajo, hojas de vida y contratos debidamente suscritos del personal mínimo exigido, documento explicativo de la metodología propuesta a desarrollar y presentación técnica inicial del proyecto ante la Vicepresidencia Técnica de la ANH. Para esta presentación técnica se incluirá una copia digital (archivo .PPTX de Microsoft Power Point y PDF de Adobe Acrobat), en la cual deberá presentarse el cronograma de actividades, el equipo de profesionales y la metodología ajustada para el desarrollo del proyecto.</p> <p>PRIMER (1) PAGO: Correspondiente al diez por ciento (10%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción de la supervisión de la ANH de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. La MATRIZ DE RIESGO Y SELECCIÓN DEL ÁREA y su respectivo informe argumentativo y concluyente del área seleccionada. <p>SEGUNDO (2) PAGO: Correspondiente al diez por ciento (10%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción por parte de la supervisión de la ANH de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. El INFORME DIAGNOSTICO del estado de la información secundaria relacionada con el desarrollo de estudios existentes similares y/o relacionados con el objeto del estudio, por parte de SGC, UPME, ANH. (1 MES) <p>TERCER (3) PAGO: correspondiente al cinco por ciento (5%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción por parte de la supervisión de la ANH de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Informe del análisis de títulos mineros
--	--

	<p>CUARTO (4) PAGO: Correspondiente al treinta y cinco por ciento (35%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción por parte de la supervisión de la ANH de: del informe donde se sinteticen los datos obtenidos de la recolección de información geológica adicional en el área de interés y la preselección de posibles puntos de ubicación de perforaciones para obtención de núcleos. Igualmente se debe acompañar con una base de datos con toda la información adquirida y la recopilada de estudios anteriores.</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. Mapa Geológico 1:10.000 y su respectivo informe 5. Columna estratigráfica y su respectivo informe 6. Informe preliminar del 50 % de la CAMPAÑA DE ADQUISICIÓN DE MUESTRAS propuesta. Esto representa un total de 175 muestras para diferentes estudios. 7. 2.000 m de gamma Ray en Afloramiento <p>QUINTO (5) PAGO: Correspondiente al veinte por ciento (20%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción del informe donde se evidencie Informe detallado del estudio hidrogeológico del área seleccionada, Informe de modelamiento y simulación preliminar de los pozos para el objetivo seleccionado.</p> <ol style="list-style-type: none"> 8. Informe del Modelo Hidrogeológico Conceptual. 9. Base de datos en Excel e informe de TODA LA CAMPAÑA DE ADQUISICIÓN Y LOS ANÁLISIS REALIZADOS EN LABORATORIO de la campaña de muestreo planteada en el ítem 6 de los objetivos específicos <p>SEXTO (6) PAGO: Correspondiente al veinte por ciento (20%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 10. Informe de evaluación socio ambiental. 11. Informe de caracterización económica preliminar de un proyecto CBM en el área seleccionada. 12. Informe del Modelamiento Geoquímico 2D y 3D junto con sus
--	--

		<p>archivos de entrada y procesamiento.</p> <p>13. Informe de modelamiento y simulación preliminar del reservorio y pozos a perforar</p> <p>14. INFORME INTEGRADOR FINAL DE LA FASE I. Conclusiones y recomendaciones.</p> <p>Nota 2: Los pagos se realizarán dentro de los treinta (30) días siguientes al cumplimiento de los requisitos anteriormente mencionados.</p> <p>Nota 3: Se contempla que a partir del tercer pago (inclusive) puedan realizarse en un orden diferente dependiendo de los productos finalizados y entregados, ya que puede haber atrasos en algunos productos por diferente índole y pueden perjudicar los siguientes pagos en el caso que se hagan en el estricto orden consecutivo.</p>
2.6	PASAJES Y GASTOS DE VIAJE	<p>La ANH asumirá el costo de los viajes que se tengan que realizar producto de la supervisión y seguimiento, esto incluirá los costos de pasajes aéreos o terrestres, desplazamientos terrestres In situ, así como los viáticos por acomodación y alimentación de acuerdo con las disposiciones vigentes en esta materia a sus funcionarios o colaboradores que ameriten ir a campo en medio de sus funciones dando apoyo a la supervisión o contribución técnica del contrato.</p>
2.7	OBLIGACIONES	<p><u>OBLIGACIONES DE LAS DOS PARTES DE CARÁCTER GENERAL</u></p> <p>1. Por parte de la ANH, se designará a un supervisor del presente contrato interadministrativo para lo cual, la UPTC suministrará toda la información que requieran para verificar el correcto y oportuno cumplimiento de los compromisos establecidos en virtud del presente contrato. Por parte de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC, asignará a un COORDINADOR DE PROYECTO QUIEN SERÁ EL VÍNCULO DIRECTO DE LA UNIVERSIDAD Y RESPONSABLE TÉCNICO como administrativamente llevando la correcta ejecución del contrato y realizando los ajustes o correcciones que sean necesarios para la</p>

	<p>correcta ejecución y finalización del mismo.</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Participar activamente en la vigilancia y supervisión del contrato interadministrativo, haciendo seguimiento permanente al cumplimiento y logro de los alcances planteados. 3. Suscribir las actas, informes y demás documentos que se requieran para la ejecución del presente contrato. 4. Coordinar el desarrollo del objeto del contrato desde los aspectos técnicos, administrativos y financieros, de acuerdo con los términos contractuales propuestos. <p>OBLIGACIONES DE LA UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA – UPTC: La UPTC se compromete con LA ANH a:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Establecer el plan de trabajo detallado e inversiones, cronograma y presentar las HV de con los perfiles de los profesionales a ser contratados como personal mínimo para realizar las actividades del contrato. En este punto es importante mencionar que la UPTC podrá contratar parte del personal mínimo establecido en el presente proyecto para asegurar la participación de algunos de los profesionales con mayor experiencia en el país y con amplio renombre y que serán posiblemente los asesores del presente proyecto y que lógicamente no se encuentran actualmente vinculados directamente a la UPTC. 2. Poner a disposición de LA ANH toda la información recolectada y analizada en virtud del presente contrato y la documentación respectiva que se genere en virtud de la entrega de los productos. 3. Invertir los recursos recibidos por parte de LA ANH, única y exclusivamente en la ejecución del contrato, de conformidad con el plan de trabajo y cronograma presentado y aprobado. 4. Proporcionar y disponer de su infraestructura y laboratorios para la ejecución del proyecto. 5. Garantizar la calidad de la información adquirida y analizada por el equipo de trabajo. 6. Cumplir en su integralidad con lo propuesto en el plan de trabajo
--	--

		<p>e inversiones y en el cronograma de actividades aprobado por la ANH, el cual podrá ser ajustado de acuerdo con las necesidades y desarrollo del proyecto, de mutuo acuerdo entre las partes.</p> <p>7. Garantizar la exigencia de la afiliación de los profesionales contratados para conformar los equipos de trabajo del presente contrato, en el sistema de seguridad social integral y parafiscales. Dicha afiliación y pago debe hacerse de conformidad con el tipo de riesgo en que se clasifican las actividades que desarrollan.</p> <p>8. Las demás que se requieran para el normal desarrollo del contrato.</p> <p>9. Cumplir cabalmente con el objeto del contrato siempre con la supervisión y aprobación técnica y administrativa de la ANH.</p> <p>10. Responder por sus actuaciones y omisiones derivadas de la celebración del presente contrato, y de la ejecución del mismo, de conformidad con lo establecido en la Leyes 80 de 1993, 1150 de 2007, sus decretos reglamentarios, y normas que los modifiquen, adicionen o sustituyan.</p> <p>11. Mantener actualizado su domicilio durante la vigencia del contrato y presentarse a la ANH en el momento en que sea requerido para tratar asuntos de los que tuvo conocimiento durante la ejecución del contrato.</p> <p>12. Conservar y responder por el buen estado (salvo el deterioro por su normal uso), de los bienes que le sean entregados para el cumplimiento del objeto contractual. (Si a ello hubiere lugar), y entregar al vencimiento de la ejecución del presente contrato los documentos y elementos que le fueron entregados para el desarrollo de las actividades contractuales. (Si a ello hubiere lugar).</p> <p>13. Conocer a cabalidad los términos del presente contrato interadministrativo, para realizar la ejecución del mismo con eficiencia y eficacia.</p> <p>14. Suscribir oportunamente las modificaciones si las hubiere.</p> <p>15. Responder por los documentos físicos o magnéticos elaborados o entregados con ocasión de la ejecución del contrato, así como</p>
--	--	---

		<p>responder por la seguridad y el debido manejo de todos los documentos y registros propios de la Entidad para que reposen en la dependencia correspondiente.</p> <p>16. Presentar los informes sobre la ejecución del contrato que le sean solicitadas por el Supervisor del mismo por parte de la ANH.</p> <p>17. Mantener informada a la ANH a través del supervisor de contrato, sobre el avance del mismo.</p> <p>18. Presentar oportunamente las cuentas de cobro con los soportes correspondientes y demás documentos necesarios para el desembolso de los recursos durante el desarrollo del contrato interadministrativo.</p> <p>19. Responder ante las autoridades competentes por los actos u omisiones que ejecute en desarrollo del contrato, cuando en ellos se cause perjuicio a la administración o a terceros en los términos del artículo 52 de la ley 80 de 1993.</p> <p>20. Pagar a la ANH todas las sumas y costos que la misma deba asumir, por razón de la acción que contra ella inicien terceros que hayan sufrido daños por causa del contratista, durante la ejecución del contrato.</p> <p>21. Mantener vigentes las garantías exigidas por la Entidad durante la ejecución del contrato.</p> <p>22. Reparar los daños e indemnizar los perjuicios que cause a la ANH por el incumplimiento del contrato. En caso de que se intente una acción o se presente una reclamación contra la ANH por la cual deba responder la CONTRAPARTE, aquella procederá a notificarle a la mayor brevedad para que la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC adopte bajo su propia costa todas las medidas necesarias para resolver la controversia y evitar perjuicios a la ANH. Si la CONTRAPARTE no logra resolver la controversia en el plazo que fije la ANH, la misma podrá hacerla directamente y la UPTC asumirá todos los costos en que se incurra por tal motivo. En cualquiera de los eventos anteriores la UPTC autoriza a la ANH a deducir los valores resultantes por estos conceptos de cualquier suma que ésta le adeude al contratista. En todo caso la ANH podrá realizar los actos procesales que sean indispensables para defender sus derechos.</p>
--	--	--

		<p>23. Las demás inherentes al objeto y la naturaleza del contrato y aquellas indicadas por el Supervisor del contrato para el cabal cumplimiento del objeto del mismo.</p> <p>24. Cuando a ello haya lugar, la UPTC, deberá dar cumplimiento a las normas relacionadas con HSE (Salud Ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente), así como a los parámetros que fije la Entidad, en desarrollo de dicha normatividad.</p> <p>25. Realizar mesas técnicas periódicas de socialización interna con la ANH sobre la metodología empleada, datos adquiridos y análisis parciales y finales. Así como una presentación final interna y una divulgación externa de resultados finales con el objeto de socializar el proyecto y sus resultados.</p> <p>26. Obligaciones referentes al sistema de gestión en seguridad y salud en el trabajo y al sistema de gestión ambiental.</p> <p>Acogerse al Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo adoptado por la entidad, de manera tal que permita mejorar las condiciones de bienestar y de su ambiente de trabajo, así como velar por el cuidado propio para beneficio de su salud física, mental y bienestar social, garantizando así el desarrollo de sus actividades en un entorno óptimo para asegurar la eficiencia en la ejecución de estas.</p> <p>OBLIGACIONES DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS: LA ANH se compromete con la UPTC a:</p> <p>En desarrollo del objeto contractual, LA ANH se compromete a cumplir las siguientes obligaciones específicas:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Suscribir el acta de inicio del contrato. 2. Realizar el desembolso de cada una de las cuentas de cobro una vez se tenga el visto bueno de supervisor del contrato. 3. Ejercer la supervisión y control del Contrato, conforme lo establece el manual de contratación adoptado por LA ANH. 4. Presentar oportunamente las recomendaciones y observaciones a que haya lugar.
--	--	---

		<p>5. Atender oportunamente las solicitudes de la UPTC.</p> <p>6. Las demás que se requieran para el normal desarrollo del contrato interadministrativo.</p>
2.8	SUPERVISIÓN	<p>La vigilancia y control del cumplimiento de las obligaciones a cargo de las partes, será ejercida por el Ordenador del Gasto por parte de la ANH, o por quien éste designe para tal fin. El supervisor deberá ejercer sus funciones conforme lo establecen las normas legales vigentes, el Manual de Contratación de la Entidad y la guía que para este efecto expida Agencia Nacional de Contratación Pública- Colombia Compra Eficiente.</p> <p>Por parte de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia - UPTC a través del Coordinador del Proyecto designado por la Universidad de acuerdo a sus lineamientos legales.</p> <p>Al supervisor por parte de la ANH y al Coordinador del proyecto por parte de la UPTC les corresponderá ejercer, con estricta sujeción a este Contrato, el control técnico, administrativo y logístico del mismo hasta su finalización y liquidación.</p> <p>El Supervisor de la ANH dará estricto cumplimiento al Manual de Contratación y procurará que la ANH y la UPTC cumplan con sus obligaciones y el objeto del presente contrato.</p> <p>PARAGRAFO: El supervisor por parte de la ANH y el Coordinador del proyecto por parte de la UPTC tendrán a su cargo las siguientes funciones sin perjuicio de aquellas que la reglamentación o normativa interna de cada una de las Entidades posea:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Vigilar y controlar el cumplimiento de las obligaciones y actividades del presente contrato. 2. Atender todas aquellas circunstancias no previstas y que puedan entorpecer o contribuyan a su eficiente y eficaz ejecución. 3. Liderar las modificaciones al contrato, que sean propuestas por el Comité de coordinación. 4. Certificar el cumplimiento del objeto del contrato, dentro de las condiciones pactadas y la correcta ejecución del mismo. 5. Presentar informes mensuales de las actividades técnico – administrativas desarrolladas en el marco del contrato, así como el informe final de supervisión.

		<p>6. Tramitar las solicitudes de documentación que realicen las partes y allegarla a quien la haya solicitado.</p> <p>7. Realizar el análisis y seguimiento integral del contrato.</p> <p>8. Realizar la liquidación del contrato.</p> <p>9. La demás que se han necesarias y aplicables para la correcta ejecución del contrato.</p> <p>Tendrán el deber de velar por el cabal cumplimiento de las actividades a cargo de las partes y responderán por los hechos u omisiones que le fueren imputables cumpliendo con sus obligaciones, facultades y deberes de acuerdo con lo dispuesto en los términos establecidos en el artículo 83 de la Ley 1474 de 2011.</p>
2.9	CLAUSULA PENAL E IMPOSICIÓN DE MULTAS	En caso de mora y/o incumplimiento total o parcial de las obligaciones derivadas del contrato interadministrativo a celebrar, se podrá declarar el incumplimiento, imponer multas y hacer efectiva la cláusula penal, previo cumplimiento artículo 86 de la Ley 1474 de 2011.
3. FUNDAMENTOS JURIDICOS E IDENTIFICACIÓN DEL CONTRATO A CELEBRAR		
3.1	REGIMEN JURIDICO APLICABLE	El contrato a suscribir estará sometido a la legislación y jurisdicción colombiana y se rige por las normas de la Ley 80 de 1993, Ley 1150 de 2007, Ley 1474 de 2011, el Decreto 1082 de 2015, así como las demás normas que la complementen, modifiquen o reglamenten y por las normas civiles y comerciales que regulen el objeto de la presente contratación.
3.2	MODALIDAD DE CONTRATACIÓN	<p>La modalidad de contratación corresponde a una contratación directa (CONTRATO INTERADMINISTRATIVO), ya que se requiere la contratación de un servicio especializado, de que trata el literal c) del numeral 4 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007, el cual dice textualmente:</p> <p><i>“c) Contratos interadministrativos, siempre que las obligaciones derivadas de los mismos tengan relación directa con el objeto de la entidad ejecutora señalado en la ley o en sus reglamentos. Se exceptúan los contratos de obra, suministro, encargo fiduciario y fiducia pública cuando las instituciones de educación superior públicas sean las ejecutoras. Estos contratos podrán ser ejecutados por las mismas, siempre que participen en procesos de licitación pública o de selección abreviada de acuerdo con lo dispuesto en los numerales 1 y 2 del presente artículo (...).”</i></p> <p>Por lo anterior, si se tiene en cuenta que la Facultad de Ingeniería de la UPTC en donde se desarrolla la carrera de Ingeniería Geológica</p>

		presenta un claro desarrollo y énfasis en CBM en el país, e igualmente presenta un grupo de investigación en Yacimientos No Convencionales en esta línea relacionada y que, además, posee instalaciones y laboratorios específicos para análisis de carbones y gases, es claro que la UPTC tiene relación directa con el objeto a contratar.
3.3	IDENTIFICACIÓN DEL CONTRATO	De acuerdo con la tipología contractual, se debe celebrar un CONTRATO INTERADMINISTRATIVO.
3.4	INHABILIDADES E INCOMPATIBILIDADES PARA CONTRATAR	Aplican las inhabilidades e incompatibilidades para contratar descritas en la constitución y en las leyes, en particular lo descrito en el artículo 8° de la Ley 80 de 1993, la Ley 1150 de 2007 y en el capítulo 1° de la Ley 1474 de 2011.
4. ANALISIS TÉCNICO ECONÓMICO Y ANÁLISIS DEL SECTOR		
4.1	ANÁLISIS ECONÓMICO	<p>Nota importante: Durante la preparación de la oferta técnico/económica de la UPTC, se hizo un ejercicio de transformar la cotización original del sondeo basada en personal mínimo, estudios de campo y principales costos a COSTOS NETAMENTE POR PRODUCTOS CONSERVANDO EL VALOR TOTAL ORIGINAL COTIZADO POR LA UPTC que fue 3.891 MILLONES, (la cual fue la cotización más baja).</p> <p>Una vez mencionado lo anterior, se describirá el análisis económico realizado en su momento para la selección de la Universidad Pedagógica Y Tecnológica de Colombia – UPTC con los datos originales de los sondeos.</p> <p>Durante la estructuración del proyecto se exploró simultáneamente varias opciones de llevar a cabo este importante proyecto como la opción de explorar en las cuatro universidades públicas que son líderes en geología del petróleo en Colombia y poder celebrar de un contrato interadministrativo con una de ellas.</p> <p>Por lo anterior, se hizo un ejercicio de un sondeo de mercado como principio de buenas prácticas y poder de esta manera tener una base firme es la mejor opción técnica y económicamente más favorable para la ANH y la Nación. Por tal razón, se plasma a continuación el análisis del sondeo de mercado realizado bajo el RAD. No. 20202110070073 ID</p>

497106 del 01/04/2020 entre las cuatro universidades líderes en geología del petróleo como lo son la Universidad Nacional, Universidad Industrial de Santander – UIS, Universidad de Caldas y la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC.

Para iniciar el proceso de selección de la Universidad para la realización de la fase I del proyecto Pillo de CBM se envió un sondeo de Mercado bajo Radicado No. 20202110070073 ID 497106 del 01/04/2020.

El sondeo se envió a cuatro (4) universidades que son líderes en geología en el país y que han trabajado ampliamente en gas asociado al carbón conocido por sus siglas en ingles CBM. Estas universidades fueron las siguientes:

1. Universidad Nacional de Colombia – UNAL
2. Universidad Industrial de Santander – UIS
3. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC
4. Universidad de Caldas

En respuesta a lo anterior, se recibieron las propuestas de las Universidades para la realización de la fase I del proyecto piloto de CBM. Se adjuntan las propuestas recibidas con los siguientes comentarios:

Consideraciones de comparación: El proyecto de la fase I del proyecto piloto se estructuro técnicamente en la Agencia y enviado a las universidades para que ellos pudieran valorar sus costos de ejecución y al recibir las propuestas sin observaciones y sin excluir actividades o productos se puede indicar que las propuestas fueron técnicamente homogéneas y aptas para ser valoradas desde de punto de vista económico y beneficios técnicos/operativos de cada una de las entidades sondeadas.

Las respuestas a los sondeos:

1. UNICERSIDAD DE CALDAS: Respondió negativamente su participación.
2. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER- UIS: Indico un presupuesto de \$5.999.588.896 incluyendo erróneamente un IVA, pero como entre entidades públicas no existe este cobro. Por lo anterior, valor se ajustó por parte de la ANH a \$ **5.041.671.341**

		<p>(*) En su propuesta, la UIS tiene la estrategia de distribuir las mismas cantidades de análisis y estudios solicitados en 3 áreas seleccionadas y además, incluye sin adicionar más costo un modelamiento geoquímico 2D.</p> <p>Ver tabla de cotización presentada por la UIS en el anexo al presente documento</p> <p align="center">3. UNIVERSIDAD NACIONAL: \$ 4.022.233.875</p> <p>Ver tabla de cotización presentada por la UNAL en el anexo al presente documento</p> <p align="center">4. UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA-UPTC: \$ 3.891.100.000.</p> <p>Ver tabla de cotización presentada por la UPTC en el anexo al presente documento</p> <p>Por lo tanto, a este punto ya se cuenta con tres propuestas únicamente:</p> <p>Ordenadas por presupuesto de menor a mayor:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC: \$ 3.891.100.000. 2. Universidad Nacional de Colombia – UNAL: \$ 4.022.233.875 3. Universidad Industrial de Santander – UIS: \$ 5.041.671.341 <p align="center">CONSIDERACIONES DE SELECCIÓN DE PROPUESTA MÁS ADECUADA:</p> <p>A) Como se mencionó líneas arriba, Se considera que las tres propuestas recibidas aceptan las condiciones técnicas de la Agencia y son técnicamente homogéneas.</p> <p>B) De las tres opciones recibidas por la Agencia, las (2) universidades con mayor trabajo e investigación han realizado en esta área del conocimiento (CBM) en el país son la Universidad Industrial de Santander - UIS y la Universidad Pedagógica y Tecnológica de la Colombia - UPTC son los que tienen mayor experiencia en Gas Asociado al Carbón – CBM en</p>
--	--	---

		<p>el país. Cada una de estas dos universidades soporta este hecho con docentes líderes altamente capacitados y con grupos de investigación conformados en esta área.</p> <p>C) Las dos Universidades cuentan con instalaciones, laboratorios y equipos aptos para análisis de gases y carbones sin tener que tercerizar este servicio incurriendo en mayores costos.</p> <p>Dentro de los ensayos a laboratorio que la Universidad UPTC puede desarrollar son los siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 5. Los ensayos de desorción (sistemas de desorción cánisters). 6. la cromatografía. 7. la petrografía del carbón. 8. Los análisis inmediatos de carbón. <p>D) La propuesta de mayor viabilidad económicamente es la de la UPTC con cerca de \$ 131 millones más baja que la segunda propuesta en valor, la propuesta de la UNAL.</p> <p>E) Además de presentar la oferta con menor costo de las tres respuestas recibidas, el poder contratar a la UPTC es altamente beneficioso para el proyecto porque es una universidad central y cercana a las áreas carboníferas de la Cordillera Oriental y donde se sitúan varias de las estructuras con mayor probabilidad de ser seleccionadas para realizar esta primera fase o fase de prefactibilidad para el desarrollo de un proyecto piloto de CBM.</p> <p>Por lo anterior, las dos universidades (UIS Y UPTC) cuentan con la mayor experiencia, conocimiento y estructura en laboratorios específicos, pero la propuesta con mayor viabilidad económica es la de la UPTC con TRES MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y UN MIL MILLONES CIEN MIL PESOS M/C \$ 3.891.100.000.</p> <p>Por lo tanto, se propone presentar en el comité de contratación esta posible selección de la UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA-UPTC. Para la realización de la fase del proyecto Piloto en CBM.</p> <p>Por lo anterior, y producto del análisis del sondeo de mercado se le</p>
--	--	--

		<p>recomendó al Vicepresidente Técnico la selección de la propuesta de la UPTC y quien presentó el proyecto y el presupuesto al comité de contratación del pasado 8 de mayo de 2020 para la creación de la línea en el PAA. El cual fue aprobada esta línea 145 con un monto de (\$ 3.891.100.000) TRES MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y UN MILLONES, CIENTO MIL PESOS M/CTE.</p>
4.2	ANÁLISIS DEL SECTOR	<p>Como se mencionó líneas arriba en la sección 4.1. las universidades públicas como la Universidad Nacional, Universidad Industrial del Santander - UIS, la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC y la Universidad de Caldas son las entidades líderes en Colombia en geología del petróleo y que, de estas, las universidades UIS y UPTC son las líderes en investigación específica en CBM y cuentan además, con reconocidas instalaciones y laboratorios para su investigación y análisis de datos.</p> <p>En relación con lo anterior, las partes que celebrarán el Contrato Interadministrativo son la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia – UPTC y la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS -ANH y como se describió en la sección 1.2 “Justificación de la Necesidad”, la ANH tiene como objetivo suministrar información geocientífica indispensable para el conocimiento de los recursos minerales relacionados con el O&G, generando información técnica tendiente al desarrollo integrado de sus recursos hidrocarburíferos del país salvaguardando los intereses del estado y el respeto hacia las comunidades y medio ambiente.</p> <p>Mientras que la Universidad Pública como la UPTC tiene como objeto la formación de profesionales y la generación de nuevo conocimiento científico como aporte al desarrollo del estado, en el caso de la UPTC ésta tiene dentro de sus líneas de investigación el Gas Asociado al Carbón – CBM por sus siglas en inglés y que cuenta con profesionales, profesores, instalaciones y laboratorios especializados para tal fin.</p> <p>Frente a los beneficios que conllevan a la celebración de un contrato interadministrativo con la UPTC son sus laboratorios especializados en gases y carbones y que dentro de los análisis que se proyectan realizar están los siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ensayos de desorción (sistemas de desorción cánisters). 2. La cromatografía de gases. 3. La petrografía del carbón.

		<p align="center">4. Análisis inmediatos de carbón.</p> <p>En este marco, se hace evidente la idoneidad de la UPTC y el mutuo interés de firmar un Contrato Interadministrativo entre las dos instituciones, para el desarrollo de esta primera fase de diagnóstico y/o prefactibilidad para el desarrollo e implementación de un proyecto piloto de CBM en el país.</p> <p>Lo anterior indudablemente será beneficioso para el país debido a la generación de nuevo conocimiento, el fortalecimiento técnico y la promoción que esto conllevará para promover en la industria proyectos de este tipo (Gas Asociado a Mantos de Carbón – CBM) en un país donde actualmente se encuentra con un alto déficit en sus reservas de gas natural.</p> <p>Lo anterior, es sin duda una base para generar conocimiento y experiencia en la exploración y producción de gas natural producto del gas asociado al carbón en un país donde no se han desarrollado este tipo de proyectos y que tienen un gran potencial para incrementar las reservas de gas que ya se encuentran en déficit.</p> <p>Dentro del desarrollo de esta primera fase estas dos entidades (UPTC Y ANH) tendrán previsto realizar mesas técnicas periódicas de socialización interna sobre la metodología empleada, datos adquiridos y análisis parciales y finales. Así como una presentación final interna y una divulgación externa de resultados finales con el objeto de socializar el proyecto y sus resultados, promoviendo el desarrollo de estos potenciales volúmenes de gas natural asociado el carbón.</p> <p>Por último, al ser la UPTC una de las universidades líderes en el estudio e investigación de este tipo de yacimientos, es una autoridad en el ámbito geocientífico en este tema y proporciona a la ANH la garantía de las mejores prácticas para la realización de investigaciones geológicas contando con un apoyo técnico con sus instalaciones y laboratorios especializados.</p>
4.3	ANALISIS DE LA HOJA DE VIDA DEL CONTRATISTA	<p>Teniendo en cuenta el objeto a contratar, se hace fundamenta contar con un personal mínimo descrito en el sondeo de mercado bajo el RAD. No. 20202110070073 ID 497106 del 01/04/2020. Los profesionales allí expuestos deben contar con el conocimiento y la experiencia necesaria para desarrollar un proyecto de este tipo, con la calidad requerida, que cumplan con el objeto de la presente contratación, y así garantizar el cabal cumplimiento de sus funciones dentro presente proyecto en virtud</p>

		de sus conocimientos y sus funciones.			
		Cargo	Profesión	Cant	Experiencia
		Director de proyecto	Geólogo o Ingeniero geólogo con maestría o doctorado en geología y/o geoquímica del petróleo.	1	Demostrar experiencia específica como director o asesor en proyectos de investigación y/o proyectos de exploración de CBM en Colombia. Demostrar más de 20 años de experiencia profesional general y 15 años específicos en caracterización de yacimientos de gas, análisis de cuencas y análisis de muestras de Carbones y muestras gas asociado al carbón.
		Asesor en CBM	Geólogo o Ingeniero geólogo o Químico con maestría o doctorado en geología y/o geoquímica.	1	Demostrar más de 15 años de experiencia específica en CBM realizando análisis de cuenca y reservorios. Adquisición de datos, análisis muestras de Carbones y muestras de gas asociado al carbón.
		Hidrogeólogo	Geólogo con maestría o doctorado en hidrogeología	1	Demostrar más de 15 años de experiencia específica en hidrogeología en el sector hidrocarburífero.
		Interprete estructural	Geólogo o Ingeniero Geólogo	1	Demostrar más de 15 años de experiencia específica en Interpretación estructural y análisis de cuencas para hidrocarburos.
		Modelador de pozo y reservorio	Ingeniero de petróleos o geólogo o ingeniero mecánico o	1	Demostrar más de 15 años de experiencia específica en diseños de pozos y modelamiento de reservorios.

			ingeniero civil		
		Evaluador económico	Ingeniero de petróleo o geólogo o ingeniero civil,	1	Demostrar 10 años y/o proyectos en evaluación económica de proyectos de petróleo y gas.
		Profesional Ambiental	Ingeniero ambiental o forestal o Ingeniero sanitario o administrador ambiental, o ecólogo con especialización en temas ambientales.	1	Experiencia como profesional en campo, o supervisor, o interventor en temas ambientales en al menos 5 proyectos de exploración de hidrocarburos
		Profesional Social	Sociólogo o trabajador social o antropólogo o comunicador social	1	Experiencia como profesional en campo, o supervisor, o interventor en temas sociales en al menos 5 proyectos de exploración de hidrocarburos
		Profesional SIG	Ingeniero catastral	1	Demostrar 5 años como profesional SIG
		Profesional de Asuntos legales	Profesional en derecho con maestría en derecho minero	1	Demostrar 15 años de experiencia específica en el sector hidrocarburífero en el área de derecho minero.
		Administrativo	Administrador de empresas o contador, contador público.	1	Demostrar al menos 5 proyectos en hidrocarburos en el área administrativa.
NOTA: Una vez firmado el contrato interadministrativo, la UPTC enviará					

		las HV de los profesionales propuestos para este cuadro de personal mínimo exigid.
5.	FACTORES DE SELECCIÓN	
5.1	JUSTIFICACIÓN	<p>La Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia - UPTC es una de las instituciones universitarias líderes y muy destacada en geología del petróleo dentro de su carrera ofrecida, Ingeniería Geológica. Dentro del ámbito de los hidrocarburos, históricamente esta universidad ha estudiado y trabajado ampliamente la temática del Gas Asociado al Carbón, en inglés Coal Bed Metnane - CBM.</p> <p>Dentro de su cuerpo catedrático, cuenta con docentes especializados en esta temática y que, a su vez, dirigen las instalaciones y laboratorios especializados en procesar y analizar muestras de gases y carbones.</p> <p>Dentro de su formación ofrecida se encuentra ampliamente reconocida el estudio de carbones e hidrocarburos y que se complementa muy bien con sus instalaciones y laboratorios.</p> <p>Históricamente la UPTC ha realizado importantes trabajos internos y externos aplicados al gas asociado al carbón – CBM y su grupo docente ha tenido espacios geocientíficos para exponer sus trabajos y publicaciones dentro de las cuales, se cuentan varios manuales referentes en Colombia respecto a la temática del CBM y emisiones de Gas Metano.</p> <p>Ahora bien, frente a todo lo anteriormente mencionado y soportando adicionalmente en el juicioso ejercicio realizado con el sondeo de mercado descrito en la sección 4.1 de análisis económico. La propuesta técnica económica presentado por la UPTC cumple con todos los requerimientos técnicos planteados por la ANH en el referido sondeo y junto a su presupuesto planteado, hace que sea la opción más conveniente para la ANH teniendo una entidad pública como garantía de la ejecución del proyecto y con los productos esperados con la más alta calidad y confiabilidad para afrontar las siguientes fases II y III de este proyecto piloto en CBM y que le servirá al país para evaluar en detalle el verdadero potencial de gas natural asociado a mantos de carbón en un área a seleccionar con la mayor viabilidad técnica, social y ambiental para desarrollar este importante y crucial proyecto piloto por ser el primero en esta clase en el país.</p> <p>De acuerdo con lo anterior y de conformidad con los objetivos misionales de la ANH y la funcionalidad y espacialidad de la UPTC en</p>

		gas asociado al carbón, resulta necesario, conveniente y de mutuo beneficio la celebración de un contrato Interadministrativo.
--	--	--

6.	ESTIMACION, TIPIFICACION, ASIGNACIÓN DE RIESGOS Y COBERTURAS					
	RIESGOS	<p>NOTA IMPORTANTE: La Universidad Pedagógica Y Tecnológica de Colombia- UPTC en su propuesta técnico/económica radicada bajo el No. 20202010144702 ID 512810 del 10/06/2020 menciona lo siguiente textualmente en la página 12 del documento:</p> <p>ESTADO DE LAS MINAS</p> <p><i>“La minería del carbón en Colombia se divide en dos tipos de minería. Primero la minería de superficie (open pit) que se desarrolla como gran minería en los departamentos de Cesar y Guajira. Segundo, la pequeña y mediana minería subterránea en el resto del país, especialmente en la Cordillera Oriental (Boyacá, Cundinamarca y Santanderes). Desde el comienzo de la cuarentena por la Covid 19, la pequeña y mediana minería han continuado la explotación minera con las respectivas medidas de protección y distanciamiento. La gran minería disminuyo su actividad al comienzo de la pandemia, pero en este momento han normalizado las operaciones mineras”.</i></p> <p><i>“Como no se perforará en la Fase I, se utilizarán las minas para el muestreo de gases, aguas y otros ensayos; por lo tanto, las visitas a las minas se coordinarán con los administradores y técnicos de las minas para cumplir con los protocolos de seguridad para gases, accidentes y pandemia - Covid 19”.</i></p> <p>La tipificación y asignación de los riesgos para la suscripción del presente CONTRATO INTERADMINISTRATIVO, queda de la siguiente manera (Tabla 1):</p> <table><tr><td>Riesgos</td><td>Respo</td><td>Manera de Mitigar</td></tr></table>		Riesgos	Respo	Manera de Mitigar
Riesgos	Respo	Manera de Mitigar				

			n- sable	
		General: Deficiencias en la estructuración de la etapa precontractual	ANH-UPTC	(i) Aclarar requisitos, requerimientos y especificaciones de los productos. (ii) Revisar procesos. (iii) Especificar estándares de los bienes y servicios.
		Operacional: Que la entidad no cumpla con lo exigido en el contrato interadministrativo dentro del plazo establecido	UPTC	Seguimiento permanente de la ejecución del contrato por parte del Comité de Coordinación y Seguimiento. Igualmente se contará con el cubrimiento de la póliza única establecida en la sección 7.1.
		Operacional: Que la calidad de los productos y actividades previstas en el contrato no sea la prevista en las condiciones técnicas establecidas en el Anexo Técnico del Contrato interadministrativo y la propuesta presentada por la UPTC.	UPTC	Seguimiento permanente de la ejecución del contrato por parte la supervisión del contrato por parte de la ANH. Igualmente se contará con el cubrimiento de la póliza única establecida en la sección 7.1.
		Operacional: Que dentro del ejercicio de los trabajos en campo se produzca una afectación, a personas, Medio ambiente o a un bien mueble o inmueble.	UPTC	Seguimiento permanente de la ejecución del contrato por parte la supervisión del contrato por parte de la ANH. Se solicitará un plan de Gestión Social – PGS acotado, Plan de Gestión Ambiental acotado – PGA, lineamientos detallados en Seguridad, Salud y Calidad en el trabajo- HSEQ. Igualmente se contará con una POLIZA DE RESPONSABILIDAD CIVIL. Establecida en la sección 7.1.
		Operacional: Que el UPTC no cancele los salarios y/o honorarios y prestaciones sociales a las personas	UPTC	Seguimiento permanente de la ejecución del contrato por parte de la supervisión designada en la

		contratadas para la ejecución del contrato		ANH. Igualmente se contará con el cubrimiento de la póliza de Salarios y prestaciones sociales. Establecida en la sección 7.1.
		De la Naturaleza: Periodo de fuertes lluvias que lleven a dificultades en la ejecución del cronograma.	UPTC	De acuerdo a la misma información de la UPTC, establecer dentro de la planeación de la ejecución del contrato el período óptimo para la descripción estratigráfica en campo y la toma de las muestras y en qué periodos puede haber dificultades en la toma de datos.
		Emergencia sanitaria por presencia del virus COVID-19	UPTC	<p>De acuerdo a la información suministrada por la UPTC en su propuesta técnica, en donde se realiza un corto análisis de la actualidad en las zonas mineras por la afectación de la crisis ambiental producida por el virus COVID-19.</p> <p>La universidad establece que tiene un buen margen para poder movilizarse a la zona seleccionada y realizar las campañas de adquisición de muestras y levantamiento de datos geológicos. Ya que el sector minero se encuentra trabajando parcial o totalmente bajo normalidad en las diferentes zonas del país. Por lo anterior, es viable la obtención de permisos para su ingreso. Por otro lado, también establece que es imposible predecir con certeza el comportamiento del virus en Colombia durante lo que resta del año. Por lo cual puede haber algunos inconvenientes que generarían atrasos en el cronograma, pero es imposible estimarlos en un marco negativo</p>

				<p>ante este suceso.</p> <p>Por lo anterior, se establece dentro de la planeación de la ejecución del contrato una óptima campaña de muestreo y levantamiento geológico con tiempos cortos y una rápida adquisición.</p>
		De orden Público: Presencia de grupos armados en las áreas seleccionadas	UPTC	<p>Para la selección del área de estudio, se plante realizar primeramente una matriz de riesgo que tenga aspectos geológicos, ambientales, sociales y de orden público para realizar esta selección de la manera más objetiva y con soportes técnicos necesarios y tener de esta manera el mínimo riesgo tanto en esta primera etapa como en las fases II y III.</p>
		De orden social: Resistencia social al desarrollo del estudio en campo por comunidades propias de las áreas de influencia.	SGC	<p>Para la selección del área de estudio, se plante realizar primeramente una matriz de riesgo que tenga aspectos geológicos, ambientales, sociales y de orden público para realizar esta selección de la manera más objetiva y con soportes técnicos necesarios y tener de esta manera el mínimo riesgo tanto en esta primera etapa como en las fases II y III.</p> <p>Igualmente, antes de iniciar las operaciones de campo se tendrán que planificar reuniones de socialización con las autoridades locales, privados dueños de los títulos mineros y de ser necesario con las autoridades ambientales y JAC en las áreas directas de influencia.</p> <p>Igualmente se tienen que programar reuniones de cierre.</p>

				Lo anterior, con el objeto de evitar la mala información del proyecto y mantener un canal de comunicación desde el inicio con toda la comunidad.								
Tabla 1. Análisis de riesgos												
7	ANALISIS QUE SUSTENTAN LOS MECANISMOS DE COBERTURA											
7.1	COBERTURAS	<p>De conformidad con el artículo 7 de la Ley 1150 de 2007 y en concordancia con el artículo 77 del decreto 1510 de 2013 y el artículo 2.2.1.2.1.4.5 del Decreto 1082 de 2015 y aunque este contrato se desarrollará entre entidades de naturaleza pública se contará con la respectiva póliza única detallada de la siguiente manera en la propuesta técnico económica:</p> <p>Para el desarrollo del proyecto en todos los casos se contará de manera permanente con el amparo de la garantía dada por una 1) Póliza de calidad 2) Responsabilidad Civil 3) Póliza de cumplimiento 4) Póliza por Pagos de salarios/honorarios y prestaciones.</p> <table><tr><td>A m p a r o</td><td>P o r c e n t a j e</td><td>B a s e</td><td>V i g e n c i a</td></tr><tr><td>C u m p l i m i e n t o</td><td>20 %</td><td></td><td>P l a z o d e l C o n</td></tr></table>			A m p a r o	P o r c e n t a j e	B a s e	V i g e n c i a	C u m p l i m i e n t o	20 %		P l a z o d e l C o n
A m p a r o	P o r c e n t a j e	B a s e	V i g e n c i a									
C u m p l i m i e n t o	20 %		P l a z o d e l C o n									

			d e l C o n t r a t o		t r a t o , y s e i s (6) m e s e s m á s , e n t o d o c a s o , h a s t a l	
--	--	--	---	--	--	--

				a l i q u i d a c i ó n d e l c o n t r a t o .	P l a z o d e l C o n t r a t o
			Obligaciones en de	5 %	

			m n i z a c i o n e s L a b o r a l e s , i n c l u i d o s s a l a r i o s , p r			t r e s (3) a ñ o s m á s	
--	--	--	---	--	--	--	--

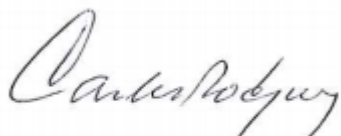
			e s t a c i o n e s s o c i a l e s y d e m á s c o m p r o m i s o s d e e s t				
--	--	--	--	--	--	--	--

			a n a t u r a l e z a				
			C a l i d a d d e l o s S e r v i c i o s P r e s t a d	2 0 %		P l a z o d e l C o n t r a t o , s e i s (6) m e s e	

			o s		s m á s e n t o d o c a s o , h a s t a l a l i q u i d a c i ó n d e l c o n t r	
--	--	--	--------	--	---	--


Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2
Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura
Bogotá D.C. - Colombia. Código postal: 111321
Teléfono: +57 (1) 593 17 17 - www.anh.gov.co

8.	APLICACIÓN DE ACUERDOS COMERCIALES	
8.1	PROCEDENCIA O IMPROCEDENCIA EN CUANTO A LA APLICACIÓN DE ACUERDOS COMERCIALES	Las Contrataciones Directas, no se encuentran cobijadas por acuerdo comercial.



CARLOS JOSE RODRÍGUEZ TABORDA
VICEPRESIDENTE TECNICO
Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Aprobó: Carlos Alberto Rey González /Gerente Gestión del Conocimiento (E) 

Revisó: María Mercedes Rozo Gómez – contratista / Componente jurídico VT 

Reviso: Nancy Margarita Alcala Contratista / Componente Financiero VAF 

Reviso: Johanna Milena Aragon Sandoval – Gestor T1 Grado 15/ Componente Jurídico OAJ

Proyectó: Hugo Hernan Buitrago Garzón - Gestor T1 Grado 17/ Componente Técnico VT 

ANEXO 1. ANEXO TECNICO

“DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE CBM EN UNA POSTERIOR ETAPA”

Tomado de:

1. PROPUESTA TECNICO ECONOMICA RADICADO: 20202110144702 ID 512810 del 09-06-2020
2. RADICADO ALCANCE A LA PROPUESTA TECNICO ECONÓMICA. RAD: 20202010179972 ID 524883 del 03-08-2020

1. DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD

El país requiere avanzar en el conocimiento y evaluación de nuevas reservas de gas natural, para lo cual es necesario identificar, priorizar y explorar en aquellas zonas donde hay posibilidad de encontrar nuevas reservas de hidrocarburos como es el caso del gas asociado a los mantos de carbón, conocido por sus siglas en inglés como CBM. Sólo si se invierte en estudios y regionales para la exploración de hidrocarburos, el país podrá continuar explorando y teniendo la posibilidad de encontrar nuevas reservas de petróleo y gas para propender por la autosuficiencia energética e incrementar las divisas, regalías e ingresos fiscales que alimentan el presupuesto de la nación y de las regiones. Las compañías de exploración petrolera, nacionales o internacionales requieren de información básica del subsuelo colombiano para tener herramientas que les permitan tomar decisiones en sus portafolios de inversión, con reducción de riesgo económico y técnico.

Dando continuidad a las actividades de prospección del subsuelo, la ANH considera de vital importancia avanzar en el conocimiento del subsuelo con la realización de un PROYECTO PILOTO DE CBM que contempla en total tres fases y para el presente sondeo se enfoca en la FASE I: “DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE CBM EN UNA POSTERIOR ETAPA”.

El desarrollo de un proyecto de CBM dará lugar a la generación de tres beneficios inmediatos para el país:

- 1) Aumento de las reservas de gas natural para utilizarlo como apoyo en el suministro de gas domiciliario, industrial, vehicular, entre otros.

- 2) Disminución del riesgo de accidentes y explosiones en las labores de minería convencional, al drenar o extraer el metano de los bloques carboníferos previo a la minería subterránea del carbón.
- 3) Disminución de los gases de efecto invernadero (GEI), debido a que, al generarse el aprovechamiento y utilización del gas presente en los niveles de carbón, se disminuye considerablemente la migración que se genera hacia la atmosfera durante el proceso de explotación minera. Esta proyección de disminución es muy favorable ya que el metano es uno de los GEI más perjudiciales al tener una incidencia superior al del CO₂ en más de 20 veces.

Para definir la localización exacta del proyecto piloto de CBM es necesario realizar un diagnóstico integrando los datos e información técnica disponible con aspectos sociales y ambientales. Por lo anterior, La ANH proyecta adelantar un proceso de selección de la zona más adecuada para de esta manera establecer las demás fases propuestas en el marco del proyecto CBM.

2. OBJETO A CONTRATAR

CONTRATAR LA REALIZACIÓN DE UN DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE CBM EN UNA POSTERIOR ETAPA

2.1. ALCANCE DEL OBJETO

El alcance del objeto de la contratación consiste en:

1. Realizar la recopilación y análisis de la información previa en CBM en el país que han realizado las diferentes entidades (SGC, UPME, ANH) con el objeto de obtener un estado del arte del mismo.
2. Seleccionar un área que presente el mayor interés teniendo en cuenta los aspectos geológicos, mineros, logísticos y socio/ambientales. Esta selección se definirá con el grupo de especialistas que integren el presente proyecto al evaluar aspectos como la geología, el desarrollo minero, aspectos socio/ambientales y el orden público.

3. Realizar una cartografía geológica de detalle escala 1:10.000 y una columna estratigráfica 1:500. Igualmente, la toma de muestras en aguas, carbones y gases para análisis en laboratorio. Lo anterior, con el objeto de postular posibles puntos de ubicación de perforaciones para obtención de núcleos.
4. Realizar un estudio hidrogeológico detallado en el área seleccionada con el objeto de caracterizar las zonas de recarga, balance de masas y características de flujos, entre otros aspectos. En este punto es imprescindible un estudio de trazabilidad con isótopos Carbono 13, Deuterio y Estroncio en aguas superficiales y subterráneas. Se debe realizar un modelo hidrogeológico conceptual, así como un modelo numérico en las áreas donde se tenga la suficiente información. Fundamentado en la evaluación hidráulica de los puntos de agua presentes dentro de la zona de estudio
5. Realizar el modelamiento y simulación preliminar de los pozos para el objetivo seleccionado.
6. Desarrollar un modelamiento geoquímico 2D Y 3D con la integración de los diferentes parámetros obtenidos en las zonas de muestreo, de tal manera que se realicen correlaciones de iso-concentraciones basadas en modelos estadísticos para delimitar zonas potenciales de acumulación y concentración de elementos que permitan definir zonas de interés respecto al gas asociado al carbón.
7. Desarrollar el análisis de la situación de los títulos mineros (CATASTRO MINERO) en el área de interés. En relación con lo anterior, la selección del área se debe tener en cuenta la problemática entre las empresas de carbón, minería artesanal y la producción de gas metano. Por lo anterior, debe tener el mayor interés técnico y una viabilidad positiva para el desarrollo de un proyecto piloto de CBM en el país.
8. Caracterizar los aspectos económicos preliminares de un proyecto CBM en la zona de interés y establecer la viabilidad económica de un proyecto CBM en la zona seleccionada.
9. Realizar la evaluación socio/ambiental preliminar.

3. LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

El área de estudio se definirá una vez se haya realizado el diagnóstico y el análisis técnico inicial y determine una única área de las siguientes zonas o bloques ya identificados por la ANH y otros estudios realizados en el pasado (Tabla 1, Figura 1):

CUENCA	NOMBRE BLOQUE	CODIGO
CESAR - RANCHERIA	CERREJON TRADICIONAL	CBM-CES-RAN-01
	CERREJON SUBTHRUST	CBM-CES-RAN-02
	VALLITO	CBM-CES-RAN-03
	LA LOMA	CBM-CES-RAN-04
	LA JAGUA	CBM-CES-RAN-05
CORDILLERA ORIENTAL	TUNJA	CBM-COR-01
	PAZ DE RIO	CBM-COR-02
	UMBITA	CBM-COR-03
	SUESCA ALBARRACIN	CBM-COR-04
	CHECUA	CBM-COR-05
	TEUSAGA SESQUILE SISGA	CBM-COR-06
	SUEVA	CBM-COR-07
	RIO FRIO	CBM-COR-08
	SUBACHOQUE	CBM-COR-09
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	NUEVO MUNDO	CBM-VMM-01
	ANDES Y ARMAS	CBM-VMM-02
	GUADUAS	CBM-VMM-03
SINU -SAN JACINTO	JARAGUAY	CBM-SIN SJ-01
	CIENAGA DE ORO	CBM-SIN SJ-02
	SAN PEDRO	CBM-SIN SJ-03
CATATUMBO	CATATUMBO ZULIA	CBM-CAT COR-01
	CATATUMBO SARDINATA	CBM-CAT-01
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	ASTREA	CBM-VIM-01
VALLE DEL CAUCA	VALLE DEL CAUCA	CBM-CAU PAT-01
AMAGA	VENECIA	CBM-AMA-01

Tabla 1. Veinticinco bloques identificados y clasificados por su potencial en recursos en CBM en el país, ANH 2013.

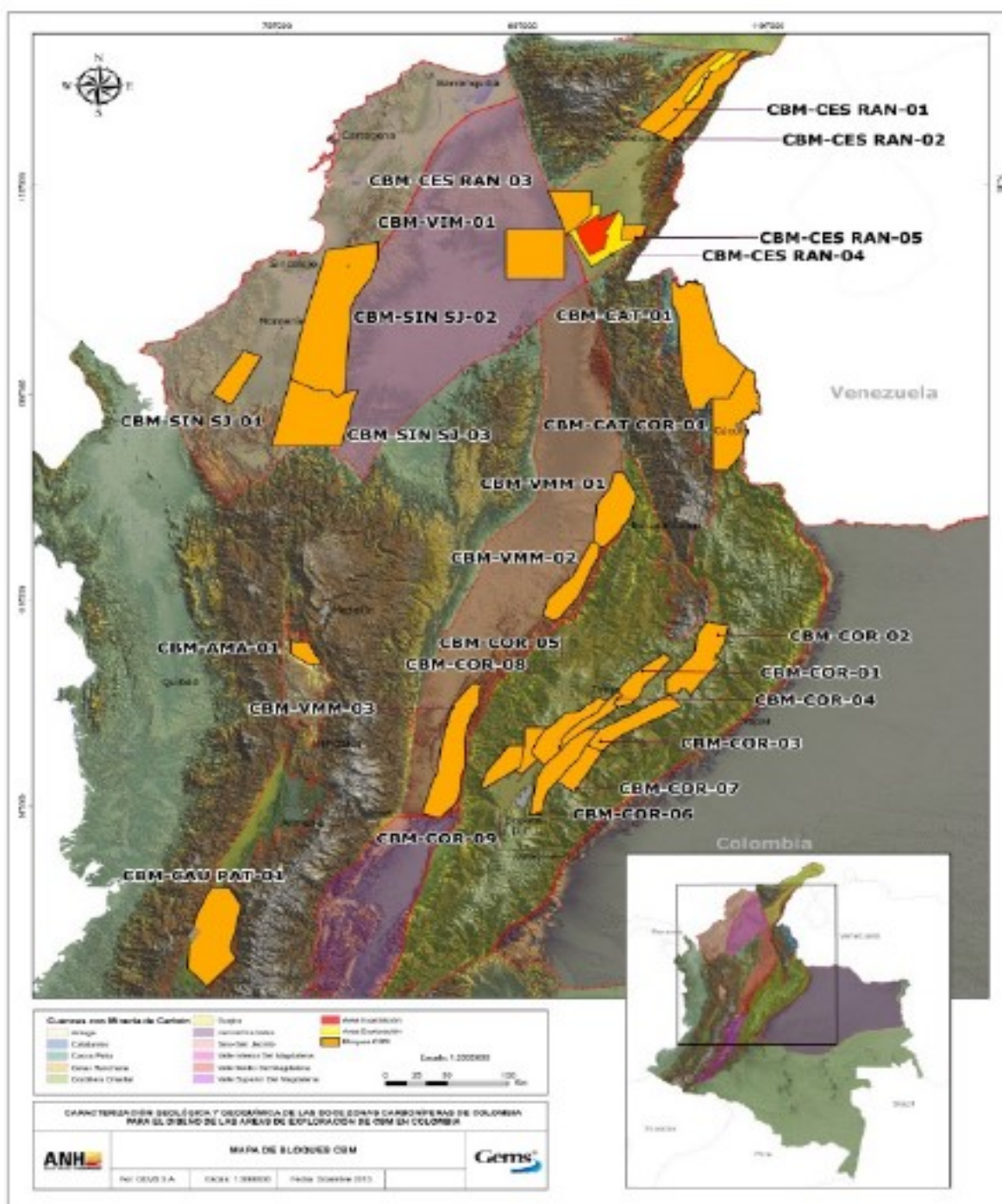


Figura 1. Mapa de ubicación de los veinticinco (25) bloques identificados y clasificados con mayor potencial en recursos para CBM en el país, ANH 2013.

4. OBJETIVO GENERAL DEL PROYECTO

Realizar la evaluación técnica y geológica detallada para el desarrollo de proyectos de gas asociado a mantos de carbón (Coalbed methane-CBM) en una Primera Fase de Prefactibilidad mediante la selección de un área identificada del mayor interés y la viabilidad técnica para su evaluación integral y poder realizar en una siguiente FASE II, la factibilidad de un pozo Piloto en la cual se desarrollada la extracción de núcleos y demás toma de datos específicos.

La selección de esta área de interés se hará con base a la información técnica disponible que ha adquirido el Servicio Geológico Colombiano – SGC durante los últimos años con la perforación de pozos enfocados a CBM y el estudio de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH del año 2013 con la caracterización geológica de 25 bloques de interés para CBM en el país (Figura 1).

5. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar la recopilación y análisis de la información previa en CBM en el país que han realizado las diferentes entidades (SGC, UPME, ANH) con el objeto de tener un diagnóstico integral.

2. Con base en el diagnóstico de áreas de interés, se seleccionará el bloque que presente el mayor interés, de los 25 bloques ubicadas en la Figura 2, teniendo en cuenta diferentes aspectos (variable) tales como:

- Contenido de gas (pies³/ton).
- Espesor de los mantos de carbón.
- Saturación de gas en el carbón (%).
- Recurso y/o reservas.
- Permeabilidad de los mantos de carbón.
- Condiciones geológicas (estratigrafía, estructuras, etc.)
- Condiciones hidrogeológicas (conductividad hidráulica, recarga, etc.)
- Accesibilidad (cercanía a centros de consumo).
- Infraestructura disponible (gasoductos, carreteras, etc.)
- Estudios previos (geología, minería, desorción, geotecnia, etc.)
- Presencia de gran minería.
- Resistencia social.
- Resistencia política local.
- Aspectos ambientales (parques nacionales, reservas, u otras restricciones).

Con la información anterior, se elabora una matriz de decisión, en la que, en cada zona, a cada una de las variables se le dará una ponderación en porcentaje (%) que se multiplica por una clasificación (de 1 a 5) para así obtener una calificación por bloque. La matriz de decisión puede indicar el bloque con mejores perspectivas para desarrollar un proyecto de CBM.

Sin embargo, esta selección de variables y bloques se definirá con el grupo de especialistas del proyecto en conjunto con la ANH al evaluar aspectos como la geología, el desarrollo minero, los aspectos socio/ambientales y el orden público (ampliación de la matriz de decisión en el numeral 14).

3. Cartografía geológica en escala 1:10.000 de 800 Km² de extensión para el bloque seleccionado, extensión definida en función de la geometría y características estructurales de los bloques. Inicialmente se consideró la posibilidad de que la extensión de la cartografía fuera de 1600 Km², pero se redujo a 800 Km² debido a que los bloques carboníferos no se encuentran delimitados por polígonos regulares, sino por franjas alargadas de menor extensión para los afloramientos y proyección de las unidades estratigráficas que contienen las secuencias de carbón. La exploración de CBM adelantada por el SGC ha encontrado que los bloques carboníferos no son muy grandes, por lo tanto 800 Km² de cartografía serían suficientes para esta fase preliminar, ya que la complejidad tectónica del territorio colombiano determina que no se presenten franjas de afloramiento superiores a 800 kms². En todo caso, se tendrá en cuenta la estratigrafía, la geometría y características estructurales del objetivo para ser cartografiada.

Dentro de esta fase se desarrollará la verificación en campo de los elementos más relevantes tales como: fallas, estructuras, cartografía de los niveles estratigráficos que se presentan dentro del área de estudio. Con dicha información es necesario construir el modelo geológico de integración de aspectos relacionados con la geometría de los diferentes niveles litológicos, mantos de carbón y las estructuras que relacionan los bloques geológicos. Los productos de la cartografía (mapas, corte y mapas de contornos estructurales) permitirán conocer el comportamiento de los mantos en superficie y a profundidad, y serán la base para el cálculo de reservas y para la ubicación de los pozos corazonadas de la fase o etapa II.

4. Levantar un total de 2000 m de columnas estratigráficas en escala 1:500 de las unidades que contienen carbones en el área de estudio y tomar muestras para análisis geoquímicos, petrográficos, isotópicos, petrofísicos, de fracturas y presencia de gases.

6. DETALLE DE LA ADQUISICIÓN DE MUESTRAS PARA ANÁLISIS EN EL ÁREA A SELECCIONADA

- Desgasificación muestras de mina (gas libre perdido y residual)

- Análisis petrográfico y de reflectancia de vitrinita
- Cromatografía de gases
- Isotopos de ^{13}C , 2H en gases
- Muestreo y análisis fisicoquímicos de agua de acuíferos en carbones
- Análisis de isotopos de ^{18}O , 2H , ^{13}C , ^{86}Sr en agua como trazadores para hacer correlación
- Análisis de porosidad y permeabilidad
- análisis de fracturas por tomografía
- Toma de curvas de gamma ray espectral en afloramiento

En cuanto a la adquisición de muestras para los ensayos de: Desorción, cromatografía e isotopos en los gases del carbón. Al muestrear en los frentes de mina, el contenido de gas no reflejaría el contenido de gas (metano) a profundidad, y los gases del carbón estarán contaminados con el aire de la ventilación, por lo que la cromatografía y los isotopos marcarán que el contenido del gas es nitrógeno principalmente (por ser el principal componente del aire). A pesar de lo anterior, los valores de desorción, cromatografía e isotopos en gases serían aproximados a lo que se esperaría encontrar a mayor profundidad, y servirán de indicadores para las muestras a partir de corazones que se tomarán en la Etapa 2.

Los ensayos de desorción requieren hacer un recalcu para obtener el gas total libre de cenizas, humedad y azufre, por lo tanto, se deben hacer análisis inmediatos de dichas muestras que incluyan por lo menos los factores mencionados (cenizas, humedad y azufre). Los ensayos de desorción (sistemas de desorción cánisters), la cromatografía, la petrografía del carbón y los análisis inmediatos de carbón, se harán en los laboratorios de la UPTC-Sogamoso. Los análisis de fracturas por tomografía y la toma de curvas de gamma ray espectral en afloramiento se contratarán de manera externa con firmas especializadas. Los ensayos de isotopos de aguas (O^{18} , Deuterio- 2H y Estroncio), y de gases (C^{13} y 2H) se harán en el exterior con un laboratorio conocido y certificado.

Por otro lado, la porosidad ϕ y permeabilidad μ in situ son los parámetros físicos que menos se conoce en el país y son fundamentales para una modelación de reservorio. En relación con lo anterior, la perforación de pozos solo se hará en una fase posterior y no se tendrán núcleos en esta primera fase para los ensayos de laboratorio; por lo tanto, los valores de porosidad y permeabilidad se aproximarán de las pruebas de pozo del estudio hidrogeológico y se tomarán de la modelación de proyectos de CBM con características similares al bloque escogido para el estudio.

La relación de adquisición y análisis de muestras se presenta a continuación, en la cual se contempla las cantidades relacionadas dentro del sondeo de mercado.

ITEM	ESTUDIO	UNIDAD	CANT
1	Desgasificación muestras de mina (gas libre perdido y	muestra	60

	residual)		
2	Análisis petrográfico y de reflectancia de vitrinita	muestra	60
3	Cromatografía de gases	muestra	60
4	Isotopos de ^{13}C , ^2H	muestra	30
5	Muestreo y análisis fisicoquímicos de agua de acuíferos en carbones	muestra	50
6	Análisis de isotopos de ^{18}O , ^2H , ^{13}C , ^{86}Sr en agua	muestra	30
7	Análisis de porosidad y permeabilidad	muestra	30
8	Análisis de fracturas por tomografía	muestra	30
9	Toma de curvas de gamma ray espectral en afloramiento	metro	2000

6. Toma de 2000 m de curvas de gamma ray (GR) espectral en afloramiento.

7. Realizar un estudio hidrogeológico conceptual detallado en el área seleccionada con el objeto de caracterizar las zonas de recarga, caracterizar su balance hídrico y características de flujos, entre otros aspectos. En este punto es imprescindible un estudio de trazabilidad con isótopos Carbono 13, Deuterio, Estroncio en agua. Se debe realizar un modelo hidrogeológico conceptual, así como un modelo numérico en las áreas donde se tenga la suficiente información.

Al hacer un estudio hidrogeológico detallado sin incluir el desarrollo de perforaciones específicas para hidrogeología, se tendrían que limitar al desarrollo de muestreos y pruebas de bombeo en los pozos de agua existentes, (en caso de que no haya pozos disponibles para pruebas de bombeo) por lo anterior, el muestreo de agua para isotopos se tendría que hacer en los frentes mineros.

8. Realizar el modelamiento y simulación preliminar de los pozos para el objetivo seleccionado.

En el modelamiento para caracterizar el reservorio se utilizará un software convencional en hidrocarburos Petromod o equivalente.

9. Desarrollar un modelamiento geoquímico 2D Y 3D con la integración de los diferentes parámetros obtenidos en las zonas de muestreo, de tal manera que se realicen correlaciones de iso-concentraciones basadas en modelos estadísticos para delimitar zonas potenciales de acumulación y concentración de elementos que permitan definir zonas de interés respecto al gas asociado al carbón.

10. Análisis del estado de los títulos mineros en el área de interés.

11. Caracterización de los aspectos económicos preliminares de un proyecto CBM en la zona de interés y establecer la viabilidad económica de un proyecto CBM en la zona seleccionada.

12. Realizar la evaluación socio/ambiental preliminar.

Nota: Para la interpretación de la cartografía a profundidad, la elaboración del modelamiento estructural del reservorio y el desarrollo del modelamiento de los pozos se implementará el uso de las líneas sísmicas disponibles para el área seleccionada, producto de la exploración de hidrocarburos desarrollada por parte de la ANH.

ESTADO DE LAS MINAS

La minería del carbón en Colombia se divide en dos tipos de minería. Primero la minería de superficie (open pit) que se desarrolla como gran minería en los departamentos de Cesar y Guajira. Segundo, la pequeña y mediana minería subterránea en el resto del país, especialmente en la Cordillera Oriental (Boyacá, Cundinamarca y Santanderes). Desde el comienzo de la cuarentena por la Covid 19, la pequeña y mediana minería han continuado la explotación minera con las respectivas medidas de protección y distanciamiento. La gran minería disminuyó su actividad al comienzo de la pandemia, pero en este momento han normalizado las operaciones mineras.

Como no se perforará en la Fase I, se utilizarán las minas para el muestreo de gases, aguas y otros ensayos; por lo tanto, las visitas a las minas se coordinarán con los administradores y técnicos de las minas para cumplir con los protocolos de seguridad para gases, accidentes y pandemia - Covid 19.

7. JUSTIFICACIÓN

Durante la última década la demanda del gas natural en Colombia ha aumentado en un 60%, obligando a una transición de exportador neto a IMPORTADOR neto del gas natural. Paralelamente, la producción del gas natural en el país ha empezado a disminuir, la producción de la cuenca Guajira Offshore, tradicionalmente la cuenca más prolífica de Colombia, se espera un descenso del 50% al año 2020. Aunque esta situación puede compensarse con la producción de la cuenca de los Llanos o el piedemonte, hasta el momento no ha habido un desarrollo de nuevas reservas de gas y la necesidad de importar gas (GNL) seguirá creciendo con consecuencias económicas adversas para las finanzas del país.

El gas obtenido a partir del desarrollo de los proyectos de CBM podría desempeñar un papel muy importante en ayudar a reponer las reservas ante el creciente déficit en la oferta del gas natural para consumo domiciliario y el uso industrial que vive actualmente el país.

El desarrollo de proyectos de CBM en el país servirá como punto de partida en la adquisición de conocimiento y experiencia en el campo de la exploración y producción de otros recursos energéticos alternativos como lo han venido desarrollando otros países líderes en este tipo de yacimientos por varias razones:

1. La delimitación de las cuencas carboníferas del país está definida, **minimizando el riesgo de exploración.**
2. Los mantos de carbón generalmente son menos profundos que las formaciones de shale o tight sand. Por lo cual, **son menos costosas las perforaciones para obtener núcleos** y obtener información de las propiedades más importantes del depósito que regulan el flujo de metano en los yacimientos de carbón.
3. **La fracturación hidráulica necesaria para depósitos de carbón son de mucho menor escala** que los yacimientos de shales o arenas apretadas.
4. **Iniciar con la estimulación hidráulica en mantos de carbón permitiría al país acumular experiencia** y pericia en fracturamiento que posteriormente pueden aplicar y amplificar en yacimientos de shale y tight sand. (Esta es la misma curva de aprendizaje que se desarrolló en EE. UU).
5. Habrá beneficios colaterales inmediatos en la industria minera del carbón a través de la mejora en la seguridad minera y eficiencia.
6. Colombia es un País signatario del Acuerdo de Paris y se ha comprometido a reducir sus emisiones de gas de efecto invernadero por lo menos en un 20% al 2030. **El drenaje y utilización del metano de minas de carbón ayudará a que el país cumpla con esta meta en forma rentable.**

8. PRODUCTOS A ENTREGAR EN PRESENTE FASE I -AÑO 2020

1. Matriz de evaluación del riesgo para selección del área y Documento descriptivo con los argumentos tenidos en cuenta para la selección de un área (bloque) que presente el mayor interés teniendo en cuenta los aspectos geológicos, mineros, logísticos y socio/ambientales.
2. Informe diagnóstico de la recopilación y análisis de la información de estudios previos en CBM en el país que han realizados las diferentes entidades (SGC, UPME, ANH).
3. Informe del análisis de la situación de los títulos mineros en el área de interés.
4. Mapa Geológico 1:10.000 y su informe.
5. 2.000 m Columna Estratigráfica Escala 1:100 y su informe
6. Informe preliminar correspondiente al 50% de la CAMPAÑA DE ADQUISICIÓN de muestras en campo para análisis en laboratorio. Esto corresponde a un mínimo de 175 muestras tomadas correspondiente a diferentes estudios descritos arriba.
7. 2.000 m de curvas de gamma Ray de afloramiento y su respectivo informe.
8. Informe detallado del modelo hidrogeológico conceptual del área seleccionada.
9. BASE DE DATOS E INFORME TÉCNICO DE (TODA LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE DATOS DE LABORATORIO) de la campaña de muestreo planteada en el ítem 6 de los objetivos específicos. El informe debe sintetizar los datos obtenidos de la recolección de información geológica adicional en el área de interés y la preselección de posibles puntos de ubicación de perforaciones para obtención de núcleos.
10. Informe de evaluación socio/ambiental preliminar.
11. Informe de caracterización económica preliminar de un proyecto CBM en la zona de interés y establecer la viabilidad económica de un proyecto CBM en la zona seleccionada.
12. Informe de Modelamiento Geoquímico 2D y 3D.

13. Informe de modelamiento y simulación preliminar de los pozos para el objetivo seleccionado.
14. INFORME FINAL INTEGRADOR. Este debe contener los aspectos sintetizados de cada uno de los estudios anteriormente realizados, la preselección de posibles puntos de ubicación de perforaciones para obtención de núcleos. conclusiones y recomendaciones para la FASE II.

9. ANÁLISIS DE RIESGO POR CONTINGENCIA SANITARIA DEL COVID19

Dada la actual situación relacionada con la contingencia sanitaria y en función de las medidas adoptadas por parte de la presidencia de la república, en la cual se definieron las

excepciones que hacen parte de la reapertura gradual a los sectores productivos, es importante considerar que las especificaciones se encuentran contempladas dentro del decreto 749 del 28 de mayo de 2020 para el cual se resalta el artículo 3, actividad 26 y 42; actividades que se relacionan con la ejecución del presente proyecto.

Sin embargo dada la incertidumbre respecto a la tendencia de contagios, que se pueden llegar a presentar dentro del territorio colombiano y a nivel regional, para los departamentos que hacen parte de los veinticinco (25) bloques identificados y clasificados con mayor potencial en recursos para CBM en el país, es imposible considerar si el riesgo epidemiológico puede llegar a presentar incrementos que determinen un nuevo proceso de aislamiento obligatorio que imposibilite el desarrollo de las actividades de campo. Por tanto, no existe proyecciones que determinen bases sustentables a nivel estadístico o probabilístico en el manejo de control y restricciones debido a la pandemia COVID-19.

Por otro lado, el manejo de las actividades de campo no está condicionada a desarrollarse de manera permanente; condición proyectada dentro del cronograma de actividades, en el cual se considera una duración de cuatro meses de actividades de campo, las cuales serán alternadas por el desarrollo de trabajo de procesamiento de información (fase de oficina).

De esta manera es necesario resaltar que, en un momento dado por razones asociadas a un nuevo aislamiento o medidas de externas preventivas, se pueden generar retrasos en tiempos de ejecución de actividades, sin necesariamente implicar prorrogas o adicionales en tiempo al desarrollo proyectado para el presente estudio.

Una vez se haya identificado la zona donde se desarrollará la exploración, se elaborará un plan de trabajo por cada una de las minas y sectores donde se hará el muestreo. Dicho plan incluye el presupuesto, los permisos respectivos, la asignación de tareas, cronograma y responsables.

Para disminuir el riesgo de contagio se seguirán las indicaciones dadas por el Ministerio de Minas y Energía en abril de 2020 en la cartilla titulada “ORIENTACIONES PARA LA REDUCCIÓN DEL RIESGO DE EXPOSICIÓN Y CONTAGIO DE SARS-CoV-2 (COVID-19) EN ACTIVIDADES INDUSTRIALES EN EL SECTOR MINERO ENERGÉTICO”.

Dicha cartilla se aplica para las personas que deben continuar con las operaciones técnicas en las áreas comunes de la mina. El seguimiento de las orientaciones no sólo protege la salud y vida de los empleados, sino que, de manera indirecta, salvaguarda la salud e integridad de los pobladores de las comunidades aledañas a las operaciones mineras y energéticas.

La actividad de exploración estará orientada con el fin de reducir el riesgo de exposición de los trabajadores y demás personal involucrado en la operación, en los diferentes escenarios en los que se presenta mayor riesgo de contagio por contacto interpersonal como lo son el transporte, el suministro y dispensación de alimentos en comedores o casinos, el

alojamiento, operación y demás actividades en los que se requiera proximidad entre personas y/o trabajadores.

10. EQUIPO DE PROFESIONALES MÍNIMO REQUERIDO

Item	Cargo	Profesión	Cantidad	Experiencia
1	Director proyecto	Geólogo o Ingeniero geólogo con maestría o doctorado en geología y/o geoquímica del petróleo.	1	Demostrar experiencia específica como director o asesor en proyectos de investigación y/o proyectos de exploración de CBM en Colombia. Demostrar más de 20 años de experiencia profesional general y 15 años específicos en caracterización de yacimientos de gas, análisis de cuencas y análisis de muestras de Carbones y muestras gas asociado al carbón.
2	Asesor en CBM	Geólogo o Ingeniero geólogo o Químico con maestría o doctorado en geología y/o geoquímica.	1	Demostrar más de 15 años de experiencia específica en CBM realizando análisis de cuenca y reservorios. Adquisición de datos, análisis muestras de Carbones y muestras de gas asociado al carbón.
3	Hidrogeólogo	Geólogo con maestría o doctorado en hidrogeología	1	Demostrar más de 15 años de experiencia específica en hidrogeología en el sector hidrocarburífero.
4	Interprete estructural	Geólogo o Ingeniero Geólogo	1	Demostrar más de 15 años de experiencia específica en Interpretación estructural y análisis de cuencas para hidrocarburos
5	Modelador de pozo y reservorio	Ingeniero de petróleos o geólogo o ingeniero mecánico o ingeniero civil	1	Demostrar más de 15 años de experiencia específica en diseños de pozos y modelamiento de reservorios.
6	Evaluador económico	Ingeniero de petróleos o geólogo o ingeniero civil,	1	Demostrar 10 años y/o proyectos en evaluación económica de proyectos de petróleo y gas.
7	Profesional ambiental	Ingeniero ambiental o forestal o Ingeniero sanitario o administrador ambiental, o ecólogo con especialización en temas ambientales.	1	Experiencia como profesional en campo, o supervisor, o interventor en temas ambientales en al menos 5 proyectos de exploración de hidrocarburos
8	Profesional social	Sociólogo o trabajador social o antropólogo comunicador social	1	Experiencia como profesional en campo, o supervisor, o interventor en temas sociales en al menos 5 proyectos de exploración de hidrocarburos.

9	Profesional SIG	Ingeniero catastral	1	Demostrar 5 años como profesional SIG
10	Profesional de asuntos legales	Profesional en derecho con maestría en derecho minero	1	Demostrar 15 años de experiencia específica en el sector hidrocarburífero en el área de derecho minero.
11	Administrativo	Administrador de empresas o contador, contador público.	1	Demostrar al menos 5 proyectos en hidrocarburos en el área administrativa.

De manera complementaria al personal mínimo requerido para la ejecución de las actividades previstas dentro del proyecto, la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) puede integrar profesionales adicionales que brinden asesoría y apoyo técnico dentro del desarrollo de los objetivos propuestos, sin que esto genere un incremento en el valor estimado para la ejecución del presente estudio.

11. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL CONTRATO

El plazo total de ejecución del proyecto será de 6 meses. Ver cronograma

12. LUGAR DE EJECUCIÓN

Por las características del proyecto, el lugar (bloque) de estudio será seleccionado durante la ejecución y abra un lugar de procesamiento y análisis de información que es la Ciudad de Sogamoso, Boyacá donde se ubican las oficinas y laboratorios especializados en Carbón y CBM de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia- UPTC. La UPTC-Sogamoso tiene la infraestructura necesaria y de alto nivel (sala de hidrocarburos) donde se puede acondicionar los materiales, personal e información que se utilizara durante el proyecto.

13. GARANTÍAS

Para el desarrollo del proyecto en todos los casos se contará de manera permanente con el amparo de la garantía dada por una 1) Póliza de calidad 2) Responsabilidad Civil 3) Póliza de cumplimiento 4) Póliza por Pagos de salarios/honorarios y prestaciones.

14. PROPUESTA DE FORMA DE PAGO

La forma de pago se desarrollará en función de la siguiente distribución:

PRIMER (1) PAGO: Correspondiente al diez por ciento (10%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción de la supervisión de la ANH del cronograma de trabajo, hojas de vida y contratos debidamente suscritos del personal mínimo exigido, documento explicativo de la metodología propuesta a desarrollar y presentación técnica inicial del proyecto ante la Vicepresidencia Técnica de la ANH. Para esta presentación técnica se incluirá una copia digital (archivo .PPTX de Microsoft Power Point y PDF de Adobe Acrobat), en la cual deberá presentarse el cronograma de actividades, el equipo de profesionales y la metodología ajustada para el desarrollo del proyecto. (6 DIAS).

Nota 1: A partir del segundo pago se propone los siguientes porcentajes respecto al valor total del contrato contra entrega de productos guardando una cierta relación con los costos de los productos a entregar. Tener en cuenta que el primer pago se efectúa contra entrega de HsV, Cronograma, metodología etc.

SEGUNDO (2) PAGO: Correspondiente al diez por ciento (10%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción por parte de la supervisión de la ANH de:

15. La MATRIZ DE RIESGO Y SELECCIÓN DEL ÁREA y su respectivo informe argumentativo y concluyente del área seleccionada.
16. El INFORME DIAGNOSTICO del estado de la información secundaria relacionada con el desarrollo de estudios existentes similares y/o relacionados con el objeto del estudio, por parte de SGC, UPME, ANH. (1 MES)

TERCER (3) PAGO: correspondiente al cinco por ciento (5%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción por parte de la supervisión de la ANH de:

17. Informe del análisis de títulos mineros

CUARTO (4) PAGO: Correspondiente al treinta y cinco por ciento (35%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción por parte de la supervisión de la ANH de: del informe donde se sintetizan los datos obtenidos de la recolección de información geológica adicional en el área de interés y la preselección de posibles puntos de ubicación de perforaciones para obtención de núcleos. Igualmente se debe acompañar con una base de datos con toda la información adquirida y la recopilada de estudios anteriores.

18. Mapa Geológico 1:10.000 y su respectivo informe
19. Columna estratigráfica y su respectivo informe
20. Informe preliminar del 50 % de la CAMPAÑA DE ADQUISICIÓN DE MUESTRAS propuesta. Esto representa un total de 175 muestras para diferentes estudios.

21. 2.000 m de gamma Ray en Afloramiento

QUINTO (5) PAGO: Correspondiente al veinte por ciento (20%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción del informe donde se evidencie Informe detallado del estudio hidrogeológico del área seleccionada, Informe de modelamiento y simulación preliminar de los pozos para el objetivo seleccionado.

22. Informe del Modelo Hidrogeológico Conceptual.

23. Base de datos en Excel e informe de TODA LA CAMPAÑA DE ADQUISICIÓN Y LOS ANÁLISIS REALIZADOS EN LABORATORIO de la campaña de muestreo planteada en el ítem 6 de los objetivos específicos

SEXTO (6) PAGO: Correspondiente al veinte por ciento (20%) del valor total del contrato a la entrega y recibido a satisfacción de:

24. Informe de evaluación socio ambiental.

25. Informe de caracterización económica preliminar de un proyecto CBM en el área seleccionada.

26. Informe del Modelamiento Geoquímico 2D y 3D junto con sus archivos de entrada y procesamiento.

27. Informe de modelamiento y simulación preliminar del reservorio y pozos a perforar

28. INFORME INTEGRADOR FINAL DE LA FASE I. Conclusiones y recomendaciones.

Nota 2: Los pagos se realizarán dentro de los treinta (30) días siguientes al cumplimiento de los requisitos anteriormente mencionados.

Nota 3: Se contempla que a partir del tercer pago (inclusive) puedan realizarse en un orden diferente dependiendo de los productos finalizados y entregados, ya que puede haber atrasos en algunos productos por diferente índole y pueden perjudicar los siguientes pagos en el caso que se hagan en el estricto orden consecutivo.

15. MATRIZ PRELIMINAR DE RIESGO Y DECISIÓN PARA SELECCIONAR EL BLOQUE CARBONÍFERO A EVALUAR

Como síntesis del trabajo se generará una matriz elemental donde se involucran los 25 bloques carboníferos con posibilidades de desarrollo de proyectos de CBM en Colombia de acuerdo con la ANH (2013). A continuación, se presenta un listado de los 25 bloques (Figura 1, Tabla 2):

Tabla 2. Relación de bloques y cuencas analizadas en la matriz de decisión.

N. Bloque	Nombre del Bloque	Cuenca
1	Cerrejón tradicional	Cesar-Ranchería
2	Cerrejón subthrust	
3	Vallito	
4	La Loma	
5	La Jagua	
6	Tunja	Cordillera Oriental
7	Paz de Rio	
8	Umbita	
9	Suesca Albarracín	
10	Checua	
11	Teusaca Sesquilé Sisga	
12	Sueva	
13	Rio Frio	
14	Subachoque	
15	Nuevo Mundo	Valle Medio del Magdalena
16	Andes y Armas	
17	Guaduas	

18	Jaraguay	Sinú-San Jacinto
19	Ciénaga de Oro	
20	San Pedro	
21	Catatumbo-Zulia	Catatumbo
22	Catatumbo-Sardinata	
23	Astrea	Valle Inferior del Magdalena
24	Valle del Cauca	Valle del Cauca
25	Venecia	Amaga

En la matriz de decisión se evalúan catorce (14) de los principales parámetros o variables a tener en cuenta dentro de la selección de posibles zonas que presenten buenas perspectivas para desarrollar la tecnología de la obtención de gas asociado al carbón (Tabla 2). Estas variables son en orden de importancia:

1. Contenido de gas (pies³/ton).
2. Espesor de los mantos de carbón (m).
3. Saturación de gas en el carbón (%).
4. Permeabilidad de los carbones (milidarcys mmD).
5. Recursos y reservas (Giga pies³).
6. Condiciones geológicas.
7. Condiciones hidrogeológicas.
8. Accesibilidad.
9. Infraestructura disponible.
10. Estudios previos.
11. Presencia de gran minería.
12. Resistencia social
13. Resistencia política local.
14. Aspectos ambientales.

A continuación, se explica cada una de las 14 variables con su respectivo rango de calificación y el peso o ponderación en porcentaje que se le dará en la matriz a partir de su importancia para decidir en la factibilidad de un proyecto.

Con la información anterior, se elabora una matriz de decisión, en la que, en cada bloque, a cada una de las variables se le dará una ponderación en porcentaje (%) que se multiplica por una calificación (de 1 a 5) para así obtener una calificación por bloque (Tabla 3). La matriz de decisión puede indicar el bloque con mejores perspectivas para desarrollar un proyecto de CBM.

VARIABLES EVALUADAS Y CUANTIFICACIÓN

Las primeras cuatro variables: 1) contenido de gas, 2) espesor de los mantos de carbón, 3) saturación de gas en el carbón, y 4) permeabilidad de los carbones; son las más relevantes

desde el punto de vista técnico y si sus calificaciones son bajas posiblemente el proyecto no tenga viabilidad económica. Por lo tanto, su peso o ponderación en la matriz es mayor que las otras variables. La ponderación de la variable contenido de gas es 0.2%. La ponderación para espesor de los mantos es de 0.1, la ponderación para la saturación del gas es de 0.1, y la ponderación para permeabilidad es de 0.1%. las otras diez variables tienen una ponderación de 0.05% (Tabla 3).

1-Contenido de gas. El contenido de gas es el término utilizado para hacer referencia al volumen total del gas por unidad de peso que se encuentra en el carbón producto de la prueba de desorción y es uno de los factores más críticos para la factibilidad de un proyecto. Se mide en pies³/ton o en m³/ton. La calificación del contenido de gas se hace de acuerdo a la siguiente tabla:

Contenido de gas (pies ³ /ton)	Calificación
≤100	1
100-200	2
200-300	3
300-400	4
≥400	5

Si se quiere convertir pies³/ton a m³/ton hay que dividirlo por 33.31

2-Espesor de los mantos. El espesor de los mantos individuales también aplica para la sumatoria del espesor de los mantos para mantos cercanos. según los rangos de espesor establecidos en los mapas Isópacos o en las columnas estratigráficas, se adjudicaron valores de: 1 para espesores entre 0 –2 m; 2 para espesores entre 2 – 4 m; 3 para espesores entre 4 – 6 m; 4 para espesores entre 6 – 10 m; 5 para espesores entre > 10 m (estos valores corresponden al valor del espesor acumulado medido).

Espesor de los mantos (m)	Calificación
0-2	1
2-4	2
4-6	3
6-10	4
>10	5

3-Saturación de gas en el carbón. La cantidad de gas actualmente presente en el carbón (perdido + desorbido + residual) no necesariamente indica la capacidad de almacenamiento, por tal razón se utilizan las isotermas de adsorción (adsorption isotermas), que son ensayos de laboratorio en los que se inyecta y se extrae gas en la muestra de carbón a temperatura constante, para determinar la cantidad total de gas que dicho carbón

contendría en porcentaje. El gas desorbido sobre la capacidad de almacenamiento es la saturación (%) en función de la presión del depósito.

Saturación de gas (%)	Calificación
0-20	1
20-40	2
40-60	3
60-80	4
80-100	5

4-Permeabilidad. La permeabilidad de los mantos de carbón está dominada e íntimamente relacionada con el sistema de fracturas naturales (especialmente los cleats), las cuales terminan en ángulo recto y su orientación se debe a las estructuras tectónicas contemporáneas. La permeabilidad se mide en milidarcy (mD).

Permeabilidad (mD)	Calificación
<1	1
1-3	2
3-6	3
6-10	4
>10	5

5- Recursos y reservas. Esta variable se caracterizó de acuerdo al volumen de gas calculado para cada uno de los sectores evaluados, estableciendo los siguientes rangos: para volúmenes menores a 1×10^{10} pies³ un valor de 1; para los volúmenes entre 1×10^{10} y 1×10^{11} pies³ un valor de 2, entre 1×10^{11} pies³ y 1×10^{12} un valor de 3, volúmenes entre 1×10^{12} y 2×10^{12} pies³ un valor de 4, y para los volúmenes mayores de 2×10^{12} pies³ un valor de 5.

Reservas (pies ³)	Calificación
$<1 \times 10^{10}$	1
1×10^{10} y 1×10^{11}	2
1×10^{11} y 1×10^{12}	3
1×10^{12} y 2×10^{12}	4
$>2 \times 10^{12}$	5

1×10^9 pies³ = Giga, 1×10^{12} pies³ = Tera

6-Condiciones geológicas. Las condiciones geológicas incluyen no solamente el espesor de los carbones y el rango, sino también las estructuras geológicas como el tamaño del bloque. En el caso del CBM, una estructura sinclinal con buzamientos relativamente bajos son más favorables para la retención del gas. De esta manera se calificó en forma cualitativa esta variable así para condiciones geológicas favorables para la extracción del gas 5, para condiciones regulares 4 y para condiciones malas 3.

7-Condiciones hidrogeológicas. Las características hidrogeológicas de un área determinan el potencial de gas recuperable ya que un excesivo flujo y recarga de aguas hacia los pozos y su difícil evacuación limitarían altamente la extracción del mismo. De esta manera se calificó en forma cualitativa esta variable así para condiciones hidrogeológicas favorables para la extracción del gas 5, para condiciones regulares 4 y para condiciones malas 3.

8- Accesibilidad. Factor que determina en cierto momento la viabilidad o no de poder desarrollar un proyecto de esta magnitud, ya que en esta incide la distancia hasta los centros de consumo y la accesibilidad de la infraestructura afectando directamente los costos de ejecución. Esta se calificó cualitativamente como buena con un valor 5, regular 4 y mala 3.

9-Infraestructura disponible. La infraestructura incluye no solamente las vías de acceso, sino también las redes eléctricas necesarias para el montaje y funcionamiento, y especialmente los gasoductos para el transporte y comercialización del gas. Esta se califica cualitativamente como buena con un valor 5, regular 4 y mala 3.

10-Estudios previos. En este parámetro se evaluó la disponibilidad de la información existente para cada uno de los sectores en cuanto a su cantidad y calidad, la cual se califica con 5 donde hay bastante información, 4 para donde hay algún tipo de información y 3 para donde hay muy poca o no existe ningún tipo de información.

11-Presencia de gran minería. La presencia de gran minería es favorable porque con grandes empresarios es más fácil para llegar a acuerdos de exploración y explotación. La presencia de gran minera también es un indicador de un buen número de mantos y de espesores apreciables. Se califica con 5 donde hay presencia de gran minería, 4 para donde hay algún tipo de presencia y 3 para donde no hay gran minería.

12-Resistencia social. La ley de consultas previas y el ambiente anti minería de parte de la sociedad hace que la resistencia social sea un factor a tener en cuenta. Se califica con 5 donde no hay resistencia social, 4 para donde hay algún tipo de resistencia social y 3 para donde hay resistencia social.

13-Resistencia política local. Se califica con 5 donde no hay resistencia política local, 4 para donde hay algún tipo de resistencia política y 3 para donde no hay resistencia política local.

14-Aspectos ambientales. En los pozos de producción de CBM la producción de agua es alta, especialmente en la primera etapa (primeros meses) de la vida del pozo. A los costos y desafíos ambientales relacionados con el agua hay que agregar los costos ambientales propios de perforaciones, transporte, apertura de vías, etc. También se podría presentar cierta resistencia por asuntos ambientales. Se califica con 5 donde no hay costos excesivos por aspectos ambientales o no hay resistencia ambiental, 4 para donde hay algún tipo de

resistencia ambiental y 3 para donde hay resistencia ambiental o grandes desafíos ambientales.

A continuación, se presenta un ejemplo de la tabla-resumen enfocado en el bloque Cerrejón tradicional de la cuenca Cesar-Ranchería (Tabla 3). La calificación de las variables es aproximada y se revisaran durante la ejecución del proyecto.

Tabla 3. Matriz de decisión propuesta para escogencia del bloque más favorable para proyecto de CBM:

Variable	Ponderación (P)	Cuencas Evaluadas y bloques									
		Cesar-Ranchería									
		Cerrejón tradicional		Cerrejón subthrust		Vallito		La Loma		La Jagua	
		Calif. (C)	C*P	Calif. (C)	C*P	Calif. (C)	C*P	Calif. (C)	C*P	Calif. (C)	C*P
1-Contenido de gas (pies ³ /ton).	0.2	2	0.4								
2-Espesor de mantos de carbón (m).	0.1	5	0.5								
3-Saturación de gas en el carbón (%).	0.1	3	0.3								
4-Permeabilidad de los carbones (milidarcys o mmD).	0.1	2	0.2								
5-Recursos y reservas (Giga pies ³).	0.05	3	0.15								
6-Condiciones geológicas.	0.05	4	0.20								
7-Condiciones hidrogeológicas.	0.05	4	0.20								
8-Accesibilidad.	0.05	4	0.20								
9-Infraestructura disponible.	0.05	4	0.20								
10-Estudios previos.	0.05	5	0.25								
11-Presencia de gran minería.	0.05	5	0.25								
12-Resistencia social	0.05	3	0.15								
13-Resistencia política local.	0.05	3	0.15								
14-Aspectos ambientales.	0.05	3	0.15								

Total		3.3							
--------------	--	------------	--	--	--	--	--	--	--

De acuerdo a los resultados obtenidos dentro de la matriz de decisión se indicará que el sector con mejores perspectivas para desarrollar un proyecto de CBM, estará basado en el alto grado de conocimiento geológico-minero, por las características que presentan sus carbones, así como por sus condiciones hidrogeológicas y la ubicación respecto a redes de interconexión.

16. COSTOS

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS					
VICEPRESIDENCIA TÉCNICA					
COSTOS POR PRODUCTO					
DIAGNÓSTICO INTEGRAL, SELECCIÓN DE UN ÁREA OBJETIVO Y LA ADQUISICIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN EN DETALLE PARA LA REALIZACIÓN DE UN PROYECTO DE CBM EN UNA POSTERIOR ETAPA					
ITEM	PRODUCTO ENTREGABLE	UNIDAD	CANT	VALOR UNITARIO	SUBTOTAL
1	Matriz de evaluación del riesgo para selección del área y Documento descriptivo con los argumentos tenidos en cuenta para la selección de un área (bloque) que presente el mayor interés teniendo en cuenta los aspectos geológicos, mineros, logísticos y socio/ambientales.	DOCUMENTO	1	163,450,000.00	\$163,450,000
2	Informe diagnóstico de la recopilación y análisis de la información de estudios previos en CBM en el país que han realizados las diferentes entidades (SGC, UPME, ANH).	DOCUMENTO	1	242,500,000.00	\$242,500,000
3	Informe del análisis de la situación de los títulos mineros en el área de interés.	DOCUMENTO	1	73,500,000.00	\$73,500,000
4	Mapa Geológico 1:10.000 y su informe.	km	800	983,125.00	\$786,500,000
5	2.000 m Columna Estratigráfica Escala 1:5,00 y su informe	m	2000	236,150.00	\$472,300,000
6	Informe preliminar del 50% de la CAMPAÑA DE ADQUISICIÓN de muestras en campo para análisis en laboratorio. Lo que significa 175 toma de muestras para laboratorio para diferentes estudios.	muestras	175	282,857.14	\$49,500,000
7	2.000 m de curvas de gamma Ray de afloramiento y su respectivo informe.	DOCUMENTO	2000	114,250.00	\$228,500,000
8	Informe detallado del modelo hidrogeológico conceptual del área seleccionada.	DOCUMENTO Y ANEXO	1	168,500,000.00	\$168,500,000

9	Base de datos e Informe técnico de (Adquisición y Análisis de datos de laboratorio) sintetizando los datos obtenidos de la recolección de información geológica adicional en el área de interés y la preselección de posibles puntos de ubicación de perforaciones para obtención de núcleos.	DOCUMENTO y MUESTRAS (En total las 350 muestras)	175	4,293,428.57	\$751,350,000
10	Informe de evaluación socio/ambiental preliminar.	DOCUMENTO	1	98,300,000.00	\$98,300,000
11	Informe de caracterización económica preliminar de un proyecto CBM en la zona de interés y establecer la viabilidad económica de un proyecto CBM en la zona seleccionada.	DOCUMENTO	1	116,200,000.00	\$116,200,000
12	Informe de Modelamiento Geoquímico 2D y 3D.	DOCUMENTO	1	183,500,000.00	\$183,500,000
13	Informe de modelamiento y simulación preliminar de los pozos para el objetivo seleccionado.	DOCUMENTO	1	178,500,000.00	\$178,500,000
14	INFORME FINAL INTEGRADOR. Este debe contener los aspectos sintetizados de cada uno de los estudios anteriormente realizados, conclusiones y recomendaciones para la FASE II.	CARTOGRAFÍA, DOCUMENTO Y ANEXOS	1	378,500,000.00	\$378,500,000
VALOR TOTAL RECURSOS ENTREGABLES					\$3,891,100,000

VALOR TOTAL DEL PROYECTO O CONTRATO SERA:

\$ 3,891,100,000 (TRES MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y UN MILLONES CIENTO MIL PESOS M/CTE.)

	<p align="center">AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA</p>	<p>ANH-GCO-FR-122 12/12/2018 Versión N°02 Página 78 de 86</p>
---	--	--

17. CRONOGRAMA (ver detalle en el anexo del presente documento)



	<p align="center">AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO ESTUDIOS PREVIOS CONTRATACIÓN DIRECTA</p>	<p>ANH-GCO-FR-122 12/12/2018 Versión N°02 Página 79 de 86</p>
---	--	--

ANEXO 2.


PROCEDIMIENTO DE TRABAJO Y PERMISOS POR MOVILIDAD

Una vez se haya identificado la zona donde se desarrollará la exploración, se elaborará un plan de trabajo por cada una de las minas y sectores donde se hará el muestreo. Dicho plan incluye el presupuesto, los permisos y acompañamientos respectivos de las empresas mineras del área, la asignación de tareas, cronograma y responsables.

De esta manera se establece que dentro de dicho plan se desarrollara los tramites encaminados a informar y solicitar el permiso de movilidad expedido por parte el ministerio de transporte quien brinda las autorizaciones de desplazamiento terrestre en función de lo establecido por el decreto 749 del 28 de mayo de 2020, en el cual se establece las excepciones de confinamiento obligatorio en función de la necesidad del desarrollo de estudios de interés nacional relacionados con proyectos energéticos.

De igual manera se informará a las alcaldías municipales sobre el desarrollo del proyecto, así como la estructuración del protocolo de seguridad destinado a implementarse durante el desarrollo de actividades de campo por parte de los profesionales que permanecerán en campo. Este protocolo involucrara al personal designado para el desarrollo de la interventoría y supervisión designada por parte de la agencia nacional de hidrocarburos (ANH), de tal manera que cuentes con los respectivos permisos de desplazamiento desde el respectivo domicilio hasta el lugar de desarrollo de las actividades de campo.

A continuación, se muestra un modelo del formato de autorización para el desplazamiento por el territorio colombiano.

 El futuro es de todos Gobierno de Colombia		CENTRO DE LOGÍSTICA Y TRANSPORTE - CLYT			
DATOS DEL SOLICITANTE					
Nombre y Apellidos	Ronald Ricardo Cárdenas reyes	TPO DOCUMENTO	CC	NÚMERO DE DOCUMENTO	74084725
NÚMERO DE CONTACTO	3212094465	CORREO ELECTRÓNICO	Ronald.cardenas@hotmail.com		
MEDIO DE TRANSPORTE					
Tipo de Transporte	Particular	PLACAS DEL VEHÍCULO	Hpu221	NÚMERO DE VEHÍCULO	7830942
PAIS		REG.		EMPRESA	
INFORMACIÓN DEL CONDUCTOR Y ACOMPAÑANTE					
NOMBRE Y APELLIDO DEL CONDUCTOR	Ronald Ricardo Cárdenas	TPO DOCUMENTO	CC	NÚMERO DOCUMENTO	74084725
FECHA DE CONDUCCIÓN		FECHA DE CONDUCCIÓN		FECHA DE CONDUCCIÓN	74084725
DESTINO DEL VEHÍCULO	Boyacá	MUNICIPIO DE ORIGEN	Sogamoso	DEPARTAMENTO DESTINO	Caldas
NÚMERO DE CONTACTO	3212094465	FECHA DE DESPLAZAMIENTO	06/10/2020	FECHA EN QUE SE DEVUELVE	06/10/2020
PASAJEROS					
NOMBRE	Yenny alexandra oviedo velasco	TPO DOCUMENTO	CC	NÚMERO DOCUMENTO	1024514140
NÚMERO CONTACTO	3205225551	FECHA NACIMIENTO	02/11/1991	CORREO	Ronald.cardenas@hotmail.com
LISTA DE EXCEPCIONES					
¿Cuenta con la licencia de conducción del Decreto 1073 de 2015?					
Por causa de fuerza mayor o caso fortuito.					
Firma del solicitante					

ANEXO 3. MATRIZ DE RIESGOS

Documento adjunto

ANEXO 4.

Experiencia del profesor Jorge Mariño – Profesor líder en CBM en la UPTC

NOMBRES Y APELLIDOS: Jorge Eliecer Mariño Martínez					
TELÉFONO: 578-3138696973				CORREO: Jorge.marino@uptc.edu.co	
CÉDULA No.: 9523795				PASAPORTE:	
LUGAR Y FECHA DE NACIMIENTO: Pajarito, Boyacá, Colombia – 14 de marzo de 1961					
EXPERIENCIA ESPECÍFICA					
NOMBRE DEL PROYECTO	ENTIDAD	CARGO / ACTIVIDAD DESEMPEÑADA	FECHA DE		DURACIÓN (años y/o fracción)
			Inicio	Terminación	
1. Determinar el contenido de gas (CBM-CMM) mediante ensayos de desorción, en las minas de Minminer en el área del municipio de Sutatausa – departamento de Cundinamarca	Minminer S.A.	1. Determinar el contenido de gas en núcleos. 2. Análisis últimos. 3. Análisis de la información.	mayo 2019	Octubre 2019	
2. Determinar el contenido de gas asociado al carbón (CBM), análisis de calidad del carbón, análisis isotópico de gases, etc. en los núcleos de perforación del pozo P5-PB4 ubicada en el municipio de El Paso, departamento del Cesar – Colombia. 2018	La Luna Mining LTD (LLM)	1. Determinar el contenido de gas en núcleos. 2. Análisis últimos. 3. Análisis isotópico de gases. 4. Isotermas de adsorción. 5. Análisis de diferentes formas de azufre. 6. Explosividad en polvo de carbón. 7. Combustión espontánea. 8. Cálculo de reservas de CBM, etc.	12 marzo 2018	10 julio 2018	
3. Asesoría permanente en	Siderúrgica Minera de Coahuila S.A de C.V.	1. Asesoría y Orientación. 2.	12 marzo 2015	4 abril 2016	

aprovechamiento de CBM (Coahuila, México). 2015-2016		Capacitación en: muestreo, metodologías de medición y cuantificación de reservas. 3. Gestión administrativa ante el gobierno federal.			
4. Estudio para definir estrategias de aprovechamiento de CBM y CMM en Colombia (2016).	Consorcio EG-Carbón-Metano - UPME (Ministerio de Minas)	1. Dirección y coordinación 2. Planificación del proyecto. 3. Coordinación de visitas a campo. 4. Seguimiento de los productos. 5. Determinación de las mejores metodologías de explotación. 6. Revisión y redacción	1 mayo 2016	11 dic 2016	

		de informes.			
5. Estudio de CBM, Mina Caypa - Cerrejón Central (Guajira). 2012	Geominas	1. Suministro de cánisters para 32 muestras 2. Medición del contenido de gas (perdido, desorbido y residual) 3. Coordinación con CORELAB de muestreo para cromatografía e isothermas de adsorción. 4. Interpretación e integración de resultados 5. Preparación de informe final	nov 2011	feb 2012	
6. Exploración de carbones y CBM en Paz de Rio (Boyacá).	Minas Paz de Rio	1. Suministro de cánisters para 70 muestras de	30 jul 2011	15 dic 2012	

2012	(Votoranti)-UPTC	carbón y 100 de areniscas-shales. 2. Muestreo de carbones y medición del contenido de gas (perdido, desorbido y residual) 3. Coordinación con CORELAB de muestreo para cromatografía e isothermas de adsorción.			
7. Convenio 05 de 2010 entre EAFIT y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) (Antioquia, Boyacá, Cundinamarca). 2011	Universidad EAFIT	1. Muestreo de carbones para análisis inmediatos y petrografía. 2. Muestreo para CBM en 15 pozos. 3. Medición del contenido de gas (perdido, desorbido y residual) 4. Interpretación e integración de resultados 5. Preparación de informe final.	Mayo 2010	Dic 2010	
8. Proyectos de investigación en	Servicio	1. Capacitación en CBM.	2011 2012	2014	

carbón y CBM en: Cucunuba-Sutatausa (2011) Cucunuba-Sutatausa (2012) Socha-Socotá (2013) Umbita-Chinavita (2014)	Geológico Colombiano-UPTC.	2. Muestreo para CBM en 8 perforaciones. 3. Medición del contenido de gas (perdido, desorbido y residual) 4. Interpretación de resultados	2013 2014		
9. Definición de posibilidades de prospección de CBM en Cúcuta (Col.). 2000-2001	Ecopetrol-UPTC	1. Geología 2. Reservas 3. Definición de áreas	Oct 2000	Jun 2001	
10. director del laboratorio de CBM 2011-2019.	UPTC	4. Montaje del laboratorio 5. Prestación de servicios	2011	2017	
TOTAL, EXPERIENCIA ESPECÍFICA EN MESES					Suma experiencia específica