Al contestar cite Radicado 20252112057173 Id: 2025043
Folios: 15 Fecha: 03-12-2025 10:25:34
Anexos: 1 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: VICEPRESIDENCIA TECNICA
Destinatario: OFICINA ASESORA JURIDICA

SONDEO DE MERCADO

La ANH está adelantando el presente sondeo de mercado, con el fin de realizar el análisis económico y financiero que soportarán la determinación del presupuesto oficial de un posible proceso de selección contractual, si su Empresa se encuentra interesada en participar le agradecemos remitir la información solicitada, bajo los parámetros establecidos a continuación.

NOTA: *La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, aclara que ni el envío de esta comunicación ni la respuesta a la misma generan compromiso u obligación de contratar, habida cuenta que no se está formulando invitación para participar en un concurso o proceso selectivo, sino, se reitera, se está realizando un sondeo de mercado del que eventualmente se puede derivar un proceso de selección para la elaboración de un contrato que permita ejecutar el proyecto*

I. NUMERO DE PROCESO DE COTIZACION:

II. DE LA NECESIDAD:

Colombia se comprometió a ser unos de los países carbono neutrales para el 2050, lo que impulsa a explorar energías alternativas no convencionales como el hidrógeno blanco (H_2) o hidrógeno natural. Esta fuente de energía es considerada como renovable, no contaminante y de bajo costo. Aunque aún se desconozcan muchos aspectos sobre el sistema de hidrógeno, una de las fuentes identificadas es la maduración la materia orgánica en un sistema termogénico con generación de gas natural e.g. Australia (Boreham et al., 2021, 2023) y China (Horsfield et al., 2022). Por otro lado, desde el punto de vista de suministro energético, el país se está enfrentando a una disminución significativa de la oferta interna de gas natural, combustible fundamental para la generación de energía térmica para hogares e industrias, generación de energía eléctrica, procesos industriales y movilidad vehicular entre otros. A mediados de 2022, el parlamento europeo tomó la decisión de darle categoría de “fuente de energía verde” al gas natural. Esto confirma a este energético como un aliado del planeta para avanzar con éxito hacia la transición energética. En la lista de razones que apoyan la consideración del gas como un combustible de transición se incluyen elementos como; ser el combustible fósil con la menor cantidad de emisiones (GEI) por unidad de energía, su adaptabilidad a muchos procesos de combustión que actualmente utilizan el carbón y el petróleo (termoeléctricas, industrias, transporte) y su enorme participación en la energía residencial (cocción de alimentos y calefacción). Adicionalmente el gas natural es un energético

altamente eficientemente y con un precio competitivo difícilmente igualable en el corto plazo por cualquier otro energético.

El gas natural, el gas licuado del petróleo y el hidrógeno natural hacen parte fundamental del proceso global de transición energética. Para poder avanzar en la consolidación de una canasta energética más limpia y sostenible, el país debe estudiar a fondo los recursos prospectivos y las áreas con mayor posibilidad de desarrollar proyectos orientados a estos gases. Uno de los aspectos donde el país tiene una información muy limitada es la caracterización de los gases que actualmente se producen en campos de petróleo y gas en las cuencas con producción comercial de hidrocarburos. A pesar de que la ANH ha realizado importantes esfuerzos para caracterizar cerca de 200 muestras de gas durante el periodo 2021-2025, esa cantidad es insuficiente y es necesario aumentar de forma considerable este conocimiento. Dado que a nivel global en muchos pozos productores de hidrocarburos (crudo y gas) se ha identificado la presencia de hidrógeno natural (blanco), el estudio y caracterización geoquímica del gas puede combinarse perfectamente con la identificación y caracterización del hidrógeno natural.

El avance global en el conocimiento de los gases que acompañan el gas natural, además del Hidrógeno, ha permitido establecer asociación con los denominados “gases no-hidrocarburos” entre los cuales se destacan Nitrógeno (N_2), Oxigeno (O_2), Dióxido de Carbono (CO_2), Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), Monóxido de Carbono (CO) y Helio (He) (Liu et al. 2022, Cui et al. 2022, Wenhui et al. 2010, Qin Shengfei et al.2024, Wei et al.2025). En este contexto, la identificación de estos gases en las muestras analizadas para gas natural e hidrógeno se hace indispensable ya que se han convertido en elementos diagnóstico para evaluar el origen y el potencial del hidrógeno blanco. Adicionalmente en el caso del Helio, su importancia estratégica en diferentes procesos industriales permite mejorar la rentabilidad prevista para proyectos de exploración de hidrógeno blanco.

Por esta razón se propone un proyecto que aplicando un enfoque multidisciplinario combinando el muestreo y la geoquímica de gases (C_1-C_5, H_2, He, N_2, O_2, CO_2, CO, H_2S) , el modelamiento térmico (ventanas de gas e hidrógeno), la definición de áreas y corredores prospectivos y la actualización del estimativo de recursos prospectivos para el gas natural (metano/C1), el gas licuado del petróleo (C3+/ GLP) y el hidrógeno natural (H_2) asociado a materia orgánica en rocas generadoras de hidrocarburos.

III. OBJETO A CONTRATAR:

Realizar la evaluación integrada del play combinado de gas natural, hidrógeno natural y gases no hidrocarburos (nitrógeno, helio y CO_2), mediante la toma y análisis geoquímico e isotópico de muestras de gases en boca de pozo, con el fin de identificar, delimitar y mapear áreas con potencial para la evaluación y desarrollo geológico de metano, hidrógeno natural y gases no hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del territorio colombiano.

IV. CÓDIGO UNSPSC (The United Nations Standard Products and Services Code® - UNSPSC, Código Estándar de Productos y Servicios de Naciones Unidas), correspondiente al bien, obra o servicios a contratar:

Identifique el o los Códigos UNSPSC:

SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO
71	15	13	Servicios de interpretación del campo petrolífero
81	15	17	Geología

ASPECTOS TÉCNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR:

1. ALCANCE DEL OBJETO

El proyecto busca realizar una caracterización geoquímica de gases muestreados en boca de pozos con el propósito de integrar esta información al mapeo de sistemas de gas natural, hidrógeno natural y gases no-hidrocarburos (H_2, N_2, O_2, CO_2, CO, H_2S) en cuencas con producción comercial de hidrocarburos en Colombia. Los resultados de la caracterización geoquímica serán integrados con el modelo geológico de subsuelo para realizar un mapeo de corredores prospectivos para gas natural (metano_C1), gas licuado del petróleo (GLP_C3+) e hidrógeno natural (H2). Adicionalmente se realizará la evaluación de recursos prospectivos (yet to find) de estos gases en las cuencas colombianas con producción comercial de hidrocarburos (Guajira Offshore, Sinú-San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo, Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental, Llano Orientales, Valle Superior del Magdalena y Putumayo).

1. Localización del Proyecto

El proyecto se desarrollará en las cuencas colombianas con producción comercial de hidrocarburos (Guajira Offshore, Sinú-San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo, Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental, Llano Orientales, Valle Superior del Magdalena y Putumayo). (Figura 1).

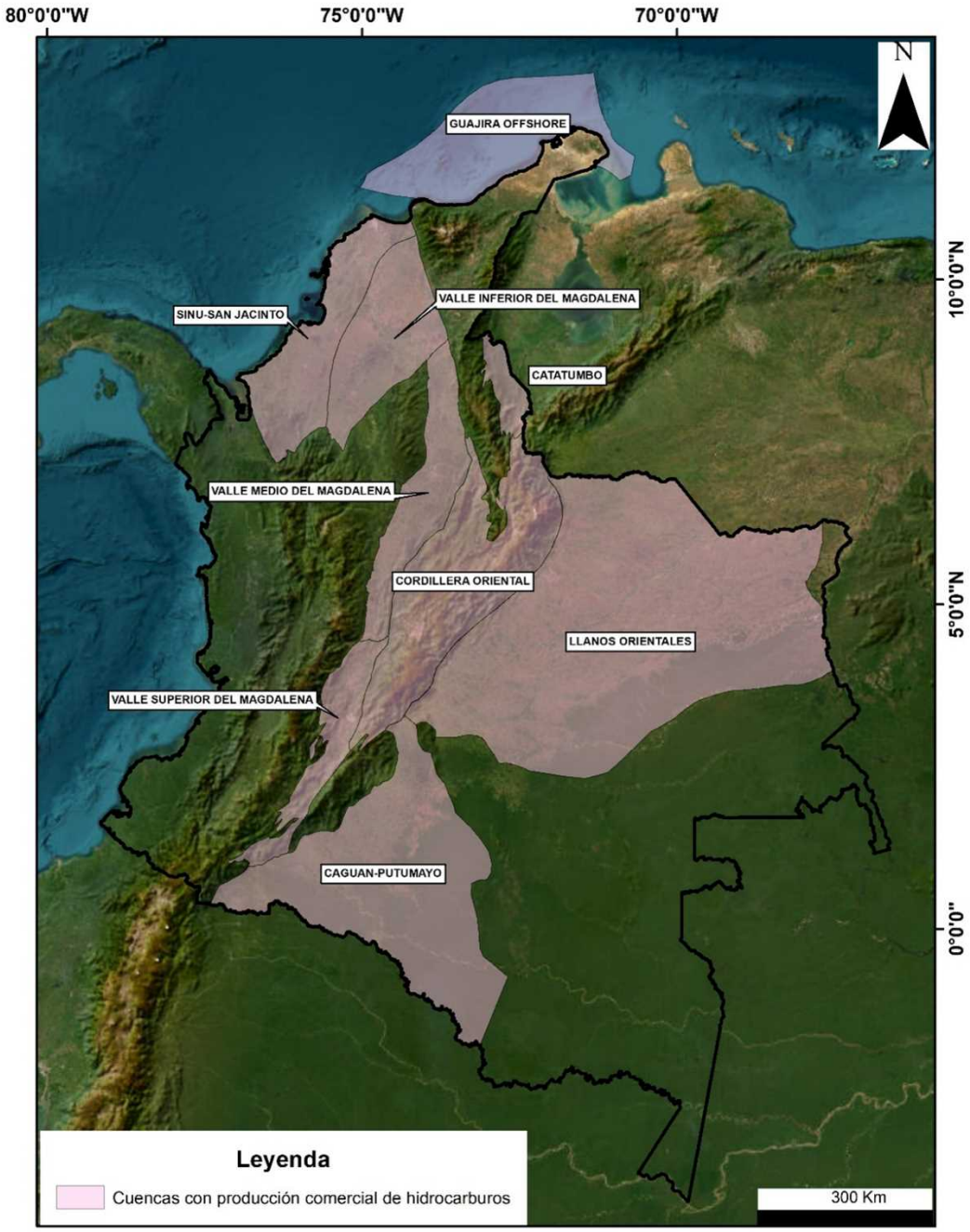


Figura 1. Localización de las cuencas y los campos candidatos a ser muestreados.

2. PRODUCTOS Y ACTIVIDADES ASOCIADAS

A continuación, se presenta un listado de las actividades y productos generales que se entregarán en el proyecto:

FASE 1: DIAGNÓSTICO DE INFORMACIÓN

PRODUCTO 1: Diagnóstico de información relacionada con la caracterización geoquímica de gases en las cuencas con producción comercial de hidrocarburos

Diagnóstico de la información disponible en EPIS y en bases de datos públicas respecto a la caracterización geoquímica y prospectividad del gas en las cuencas de interés. Se hará énfasis en los estudios sobre el gas realizados por la ANH durante el periodo 2019-2024.

Actividades asociadas

- Tabla con el resumen de los reportes y artículos evaluados identificando los pozos y los muestreos y análisis realizados, clasificados por cuencas y subcuencas (en formato de tabla Excel y Base de datos SQL).
- Reporte diagnóstico con el análisis de la revisión y las principales conclusiones de cada una de las fuentes consultadas, con su respectiva calificación.

PRODUCTO 2: Selección de pozos y reservorios para muestreo de gases

Informe Integrado: Metodología de Selección y Localización de Pozos para Muestreo Geoquímico de Gases Con base en la ubicación de los pozos con caracterización geoquímica de gases existentes (ANH/EPIS) y de los reservorios asociados, se desarrollará una metodología rigurosa para la selección de 500 pozos candidatos para nuevos análisis. La metodología combinará los resultados de estudios previos de la ANH, el hábitat geológico de los yacimientos de gas y los corredores de prospectividad para gas previamente definidos. El informe integrará la distribución de las 500 muestras en función del número de campos de gas por cuenca y su histórico de producción en los últimos 10 años, constituyendo la entrega final y formal de la fase de diagnóstico y selección.

Actividades asociadas

- Informe con la metodología detallada de selección de los reservorios y pozos a muestrear (incluyendo criterios geoquímicos, geológicos y productivos).
- Listado georreferenciado (coordenadas) y mapas de localización de los 500 pozos y reservorios seleccionados.

1. Informe resumido ejecutivo con la integración del diagnóstico de información, la metodología aplicada y la selección final de pozos para muestreo.

FASE 2: MUESTREO/ANÁLISIS DE GASES / INTERPRETACIÓN GEOQUÍMICA

PRODUCTO 3: Adquisición de Muestras de Gases en Boca de Pozo y Aseguramiento de Calidad Geoquímica (QA/QC)

Adquisición de Muestras de Gases en Boca de Pozo y Aseguramiento de Calidad Geoquímica (QA/QC)

Se realizará el muestreo de 500 muestras de gas en boca de pozo, provenientes de los reservorios previamente seleccionados, utilizando protocolos de muestreo especializados (ej., cilindros de acero inoxidable de doble válvula con desplazamiento de agua o el método de camisa flotante, y/o bolsas de Tedlar o similares para componentes muy ligeros como H2. La metodología de adquisición debe garantizar la representatividad, la no contaminación y la preservación de los componentes clave, especialmente los gases permanentes (gases que permanecen en estado gaseoso) y los isótopos de metano (C_1). Se asegurará el control de calidad y la cadena de custodia desde la toma hasta el laboratorio.

Actividades asociadas

- Protocolo Detallado de Muestreo y QA/QC: Documento técnico que describe el método de toma para cada tipo de gas (composición, isótopos de C_1 a C_5, gases no-hidrocarburos (H_2, N_2, O_2, CO_2, CO, H_2S), el tipo de recipiente utilizado, el control de presión (P) y temperatura (T), y los procedimientos de purga para garantizar la repre
- sentatividad del reservorio.
- Ficha de Control de Muestra (FCM): Ficha técnica individual para cada una de las 500 muestras tomadas, incluyendo: Nombre del pozo, campo y reservorio. Coordenadas (geográficas WGS84 y proyectadas Magna Sirgas Origen Nacional) de la boca de pozo. Presión y temperatura de muestreo. Tipo de recipiente y volumen. Observaciones de campo (presencia de agua, condensado, etc.). Nombre del muestreador y fecha/hora.
- Listado Maestro de Muestras: Base de datos digital (tipo spreadsheet) de los 500 pozos muestreados, clasificados por cuenca, subcuenca y tipo de gas producido (seco, húmedo, condensado, etc.).
- Informe Integrado del Muestreo: Documento que resume la logística, los desafíos encontrados, las desviaciones del protocolo (si aplica) y las conclusiones de la fase de adquisición de muestras y aseguramiento de la cadena de custodia para el posterior análisis de laboratorio.

PRODUCTO 4: Análisis geoquímicos

Análisis GC-FID & GC-TCD para detección y cuantificación de hidrocarburos gaseosos de C_1 a C_5 y no-hidrocarburos (N_2, O_2, CO_2, CO, H_2S, He, H_2). Análisis GC-IRMS para detección y cuantificación de hidrocarburos gaseosos de C_1 a C_5 y no-hidrocarburos (N_2, O_2, CO_2, CO, H_2S, He, H_2)

Actividades asociadas

- Entrega de Datos y Control de Calidad: Base de Datos Analítica (Digital/Tabular): Entrega de una base de datos maestra con los resultados de las muestras, incluyendo: Composición molecular completa (hasta C_5 y no-hidrocarburos) con concentraciones de H_2 y He en ppm o porcentaje (según el caso). Valores isotópicos de $\delta^{13}C$ y δD en CH_4, $\delta^{13}C$ en C_2 y C_3, y $\delta^{15}N$ en N_2.
- Informe de Aseguramiento y Control de Calidad (QA/QC): Documento que certifica el cumplimiento de los estándares de laboratorio, incluyendo la precisión, la exactitud y los límites de detección de las técnicas de GC-TCD para H_2 y He.
- Análisis e Interpretación Geoquímica de la Génesis: Diagnóstico de Origen Genético (Gráficos Geoquímicos): Creación de diagramas de dispersión geoquímicos para clasificar el origen del gas natural (C_1 a C_5) y determinar su madurez: Gráficos Bernard y Schoell (Isótopos de vs. composición): Determinación del origen (biogénico, termogénico o mixto) y la madurez térmica de la fuente de hidrocarburos.
- Análisis de Isótopos de N_2 y CO_2: Uso de $\delta^{15}N$ y $\delta^{13}C/\delta^{18}O$ para determinar la fuente geológica de los componentes no-hidrocarburos.

- Análisis de Anomalías de H_2 y He : Identificación de pozos con concentraciones anómalamente altas de H_2 y He, utilizando análisis estadísticos para priorizar zonas con potencial de abiótico.
- Síntesis y Mapas de Priorización: Elaboración de mapas temáticos por cuencas mostrando la variación espacial de los siguientes parámetros clave: Concentración de Metano (C_1), Gases Húmedos (C_3+) y CO_2. Concentración de Hidrógeno (H_2) y Helio (He).
- Informe de Priorización de Prospectividad: Documento que integra todos los resultados para la priorización de las cuencas y yacimientos con el mayor potencial de gas natural con base en su génesis (ej. termogénico maduro). Delimitar las zonas o corredores de interés para el hidrógeno blanco, definidos por la co-ocurrencia de concentraciones elevadas de H_2 y He, interpretados como un posible indicio de procesos de generación profunda o migración rápida.

PRODUCTO 5: Análisis de Composición Molecular e Isótopos Estables para la Determinación de la Génesis del Gas

Se realizarán análisis de las muestras de gases utilizando las siguientes metodologías analíticas para obtener la caracterización de la composición y la firma isotópica del sistema de gas:

1. Análisis de Composición Molecular (GC − FID GC − TCD): Cuantificación de hidrocarburos gaseosos hasta (incluyendo isómeros) y no-hidrocarburos (N_2, O_2, CO_2, CO, H_2S), con un enfoque especial en la detección y cuantificación de Hidrógeno (H_2) y Helio (He).
2. Análisis de Isótopos Estables ( ): Determinación de las firmas isotópicas de carbono ($\delta^{13}C$) y deuterio (δD) en el metano (C_1), y $\delta^{13}C$ en etano (C_2) y propano (C_3). Adicionalmente, se obtendrán las firmas isotópicas de CO_2 ($\delta^{13}C$ y $\delta^{18}O$) y N_2 (δ15N)

Actividades Asociadas

- Base de Datos Analítica (Digital/Tabular): Entrega de una base de datos maestra con los resultados completos de las muestras, incluyendo composiciones moleculares y valores isotópicos. La base de datos deberá destacar las concentraciones de H2 y He (cuantificadas por GC − TCD).
- Informe de Aseguramiento y Control de Calidad (QA/QC): Documento técnico que certifica la precisión de los análisis realizados, con énfasis en los límites de detección y la trazabilidad de la cuantificación de los gases permanentes (H_2 y He).
- Entrega de Isótopos Estables: Certificados de análisis que incluyen la determinación de δ13C, δD (C_1), $\delta^{13}C$ (C_2, C3), $\delta^{15}N$ (N_2), y $\delta^{13}C$ y $\delta^{18}O$ (CO_2).

PRODUCTO 6: Implicaciones Exploratorias y prospectividad del gas

Con base en los resultados obtenidos en la caracterización e interpretación geoquímica de los gases (C_1 a C_5, H_2 y gases no-hidrocarburos), se realizará un análisis de las implicaciones exploratorias en cuanto a los tres tipos de gas evaluados: gas natural (C_1), gas licuado del petróleo (C_3+) y el hidrógeno natural (H_2). Este análisis definirá los corredores de prospectividad que optimicen la inversión, integrando la génesis del gas con el marco geológico y la producción histórica de las cuencas.

Actividades Asociadas

- Informe de Implicaciones Exploratorias: Documento detallado con el análisis de los resultados geoquímicos en función de la prospectividad, incluyendo:
    - Evaluación del riesgo exploratorio para yacimientos de C_1 y C_3 (GLP), basado en la madurez y la mezcla genética del gas.

- Identificación de zonas anómalas de H_2 y He para establecer la prioridad de la prospección de hidrógeno natural.

- Modelado de la Distribución de Prospectividad: Generación de Mapas Temáticos de Corredores de Prospectividad que sinteticen:
  - La clasificación genética (biogénico/termogénico/mixto).
  - La distribución de las anomalías de H_2 y He en relación con la geología estructural.
- Integración de Resultados Final: Integración de las implicaciones exploratorias y el modelo de prospectividad con los datos geoquímicos y geológicos disponibles en el EPIS y los datos de producción de la ANH, para fundamentar las conclusiones finales.

FASE 3: MODELAMIENTO SISTEMAS DE GAS E HIDRÓGENO Y CORREDORES PROSPECTIVOS

PRODUCTO 7: Modelamiento de Madurez y Generación Térmica 1D (9 Cuencas)

Modelamiento de Madurez y Generación Térmica 1D (9 Cuencas)

Se realizarán por lo menos 40 modelos térmicos 1D (pozos y/o pseudopozos) orientados a evaluar y calibrar los niveles de madurez térmica de los principales intervalos generadores de hidrocarburos repartidos en las cuencas evaluadas. El modelamiento debe realizarse en un software de modelamiento de sistemas petrolíferos reconocido y utilizado por la ANH (e.g., *Genesis*, *Petromod*).

Actividades Asociadas

- Modelo Conceptual Integrado de Génesis de Gases: Consolidar un modelo conceptual que distinga la generación de hidrocarburos (C_1/C_3+) de las posibles fuentes de H_2 (abiótico) en cada cuenca.
- Modelamiento Térmico de Generación 1D: Realización de los 40 modelos 1D para definir los niveles de madurez térmica (ej., Ro calibrada) y las ventanas de generación y expulsión de gas termogénico.
- Informe de Calibración Térmica: Documento que valida cada modelo 1D utilizando datos de pozo disponibles (reflectancia de vitrinita, temperatura de fondo de pozo) para asegurar la precisión de la historia térmica.

PRODUCTO 8: Mapeo de Corredores de Generación y Potencial de H2 (9 Cuencas)

Con base en el modelamiento térmico 1D y el modelamiento espacial 2D/3D, se realizarán mapas de áreas de expulsión de gases termogénicos y de potencial de H_2 abiótico en las cuencas evaluadas. El modelamiento 3D se realizará en aquellas cuencas donde se disponga de mapas estructurales en profundidad al tope de los intervalos generadores, previamente publicados por la ANH en sus estudios técnicos. El modelamiento debe realizarse en un software reconocido (e.g., *Genesis*, *Trinity*, *Petromod*).

Actividades Asociadas

- Modelamiento Espacial de Expulsión de Gas Termogénico: Elaborar mapas de áreas de expulsión de C_1 y C_3+ (gas primario y craqueo secundario) utilizando el modelamiento 2D y/o 3D.
- Mapeo de Potencial de H_2 Blanco: Elaborar mapas temáticos de potencial de generación y migración de H_2 que integren: 1) el mapeo de la profundidad al basamento o unidades reactivas y 2) la delimitación de sistemas de fallas profundas como corredores de flujo para el hidrógeno.
- Informe Integrado de Modelamiento y Prospectividad: Informe técnico que sintetiza los resultados del modelamiento 1D/3D y el modelo conceptual de H2, incluyendo un análisis de las implicaciones

exploratorias y la priorización de los corredores más favorables para la exploración de gas natural y H_2 blanco.

PRODUCTO 9: Definición de Corredores de Prospectividad Integrados (9 Cuencas)

Con base en la integración del modelo geológico de subsuelo, la caracterización geoquímica de gases y el modelamiento térmico, se definirán los corredores de máxima prospectividad para los gases evaluados (C_1/C_3+/H_2) en cada una de las cuencas. Estos mapas incluirán la integración con los mapas de corredores prospectivos para gas previamente propuestos por la ANH en sus estudios.

Actividades asociadas

- Elaboración de Mapas *Play Fairway* (corredores de prospectividad) que integren la génesis, madurez y las anomalías de H2/He para los gases evaluados (C_1/C_3+/H_2).
- Informe con la propuesta de corredores prospectivos, incluyendo la clasificación de riesgo exploratorio, el tipo de gas a prospectar y el sistema de gas o hidrógeno al cual pertenece.
- Desarrollo de Fichas de Corredores Prioritarios con sus características geológicas y geoquímicas clave.

PRODUCTO 10: Evaluación de Recursos Prospectivos YTF (Gas y GLP) y Potencial de H2 (9 cuencas)

Con base en la integración de estudios Yet-to-find previos realizados por la ANH y los resultados del proyecto, se realizará una evaluación de recursos orientada a definir los Recursos Prospectivos (Yet-to-find) para Gas Natural (C_1) y GLP (C_3+) y el Potencial de Recursos de Hidrógeno Natural (H2) en las cuencas y subcuencas estudiadas.

Actividades asociadas

- Informe con la metodología utilizada para el estimativo Yet-to-find (YTF) para C1/C3+ y la metodología específica de estimación del Potencial de H_2 Natural.
- Informe integrando los resultados de la evaluación de Recursos Prospectivos (P_{90}, P_{50}, P_{10}) de Gas Natural y GLP y la Estimación del Potencial de H_2 Natural.
- Informe Final que correlaciona el impacto de la caracterización geoquímica en la valoración de los recursos inexplorados remanentes.

FASE 4: REPORTE FINAL

PRODUCTO 11: (11.1 Base de Datos SQL Server; 11.2 Proyecto SIG; 11.3 Reporte integrado)

Se elaborará un reporte final que integre los reportes elaborados para cada uno de los productos, incluyendo una base de datos base de datos SQL Server y y un proyecto SIG.

Actividades asociadas

- Informe Reporte final integrado incluyendo base de datos SQL Server y Proyecto SIG

Todos los productos deben ser entregados de acuerdo con el manual de entrega de información técnica del Banco de Información Petrolera (BIP) – EPIS. En dicho manual se definen los procedimientos, productos, formatos y medios para la entrega de documentación e información técnica de toda la información adquirida o generada en el marco del desarrollo de los contratos de evaluación, exploración y producción de Hidrocarburos en Colombia al BIP del Servicio Geológico Colombiano (SGC).

El manual de entrega de información técnica del EPIS puede ser consultado en la siguiente dirección electrónica (Manual Entrega EPIS). En caso de que el manual presente algún tipo de actualización durante el tiempo de ejecución del contrato, estas deben ser tenidas en cuenta en la presentación de los entregables y productos finales al BIP-EPIS. 3. PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución del proyecto será de nueve (9) meses. En todo caso, no podrá superar el 31 de diciembre de 2026.

3. PERSONAL MÍNIMO

Personal Mínimo					
Perfil	**Título Profesional**	**Posgrado**	**Experiencia profesional**	**Experiencia Específica**	**Cantidad**
Director del proyecto	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado	Quince (15) años de experiencia profesional	Siete (7) años o 7 proyectos deben haber sido como director en proyectos de geoquímica y/o prospectividad del gas	1
Director Fase analítica	Químico, Geoquímico o Geólogo	Maestría o Doctorado	Quince (15) años de experiencia profesional	Cinco (5) años o 5 proyectos deben haber sido como director o coordinador de proyectos en evaluación de prospectividad de gas, y experiencia en laboratorio de análisis de isotopos estables	1
Asesor en geología estructural	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en proyectos de análisis estructural, reconstrucciones estructurales o geología estructural.	1
Asesor en estratigrafía	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en análisis estratigráficos o estudios sedimentológicos	1
Asesor en geoquímica de gases	Geólogo, Ingeniero Geólogo, Geocientífico o Químico	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cinco (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en interpretación geoquímica de gases	3
Asesor en modelamiento de sistemas petrolíferos	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en modelamiento de sistemas petrolíferos y experiencia en modelamiento 1D/3D	2

Asesor en interpretación sísmica	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	NA	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en interpretación sísmica	1
Asesor en evaluación yet to find	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	NA	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en evaluación yet to find. Debe comprobar experiencia en al menos un proyecto yet to find orientado al gas	1
Profesional GIS	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Ingeniero catastral, Ingeniero Topográfico	Especialización o Maestría	Seis (6) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia en proyectos SIG con productos entregados al EPIS	2

Tabla 1. Tabla de personal mínimo

4. METODOLOGÍA

El proyecto tiene un enfoque multidisciplinario orientado a la evaluación de prospectividad de gases reconocidos como importantes en la transición energética; gas natural (metano/C1, gas licuado del petróleo (GLP_C3+) y el hidrógeno natural. La metodología propuesta incluye la caracterización geoquímica de 500 muestras de gases muestreados en boca de pozos, con el propósito de integrar esta información al mapeo de sistemas de gas e hidrógeno natural. Esta integración debe conducir al mapeo de corredores prospectivos para C1, C3+ y H2, incluyendo una evaluación de recursos prospectivos (Yet-to find) en las 9 cuencas colombianas con producción comercial de hidrocarburos. (Guajira Offshore, Sinú-San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo, Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental, Llano Orientales, Valle Superior del Magdalena y Putumayo). La metodología propuesta incluye las siguientes etapas:

Fase 1: Diagnóstico de Información

1. Diagnóstico de la información disponible en EPIS y en bases de datos públicas

Con base en la ubicación de los pozos que tienen caracterización geoquímica de gases (ANH/EPIS) y de los reservorios asociados a estas muestras, se realizará una selección de 500 pozos para nuevos análisis. Se propondrá una metodología de muestreo que combine los resultados de estudios previos de la ANH (2019-2024), el hábitat geológico de los yacimientos que contienen gas y los corredores de prospectividad previamente propuestos. Adicionalmente, se propondrá la distribución de 500 muestras en función del número de campos de gas/cuenca y su histórico de producción en los últimos 10 años.

Fase 2: Muestreo/Análisis de gases / Interpretación geoquímica

2. Muestreo de gases, análisis geoquímicos e interpretación.

Con base en la ubicación de los pozos que tienen caracterización geoquímica de gases (ANH/EPIS) y de los reservorios asociados a estas muestras se realizará una selección de 500 pozos para nuevos análisis. Se propondrá una metodología de muestreo que combine los resultados de estudios previos realizados por la ANH, el hábitat geológico de los yacimientos que contienen gas y los corredores de prospectividad para gas previamente propuestos por la ANH. Adicionalmente se propondrá la distribución de las 500 muestras en función del número de campos de gas/cuenca y su histórico de producción en los últimos 10 años.

Los análisis geoquímicos incluirán; análisis GC-FID & TCD para detección y cuantificación de hidrocarburos gaseosos de C_1 a C_5 y no-hidrocarburos (N_2, O_2, CO_2, CO, H_2S, He, H_2) y análisis GC IRMS para detección y cuantificación de hidrocarburos gaseosos de C_1 a C_5 y no-hidrocarburos (N_2, O_2, CO_2, CO, H_2S, He, H_2) y determinación de firmas isotópicas de $\delta^{13}C$, δD en CH_4, $\delta^{13}C$ en C2 y C3 ,$\delta^{15}N$ en N_2 y $\delta^{13}C$ y $\delta^{18}O$ en CO_2.

Nota Aclaratoria: La medición del $\delta^{18}O$ es crucial en el CO_2 ya que, en conjunto con el $\delta^{13}C$, permite distinguir el origen de este gas no-hidrocarburo (ej., magmático vs. termogénico vs. diagénesis), información fundamental para la interpretación del sistema de gas.

Una vez se tengan los resultados analíticos se realizará la interpretación para los gases (C_1-C_5) en términos de la composición general, el origen (craqueo primario o craqueo secundario) y el carácter húmedo o seco. En cuanto al hidrógeno natural (H_2) se evaluarán los niveles de concentración y de ser posible, su origen con base su origen inferido con base en la correlación geoquímica y composicional.

Con base en los resultados analíticos y su correspondiente interpretación, se realizará un análisis de las implicaciones exploratorias en cuanto a los tres tipos de gas evaluados, el gas natural (C1), el gas licuado del petróleo (C3+) y el hidrógeno natural asociado a materia orgánica (H2).

Fase 3: Modelamiento sistemas de gas e hidrógeno y corredores prospectivos

3. Modelamiento térmico y mapeo de áreas de generación

Se realizarán por lo menos 40 modelos térmicos 1D (pozos y/o pseudopozos) orientados a evaluar los niveles de madurez térmica de los principales intervalos generadores de hidrocarburos en las cuencas evaluadas. El modelamiento debe realizarse en un software de modelamiento de sistemas petrolíferos reconocido y utilizado por la ANH (e.g. Genesis, Petromod).

Con base en modelamiento térmico 1D y 3D se realizarán mapas de áreas de generación de los gases evaluados (C1/C3+/H2). El modelamiento 3D se realizará en aquellas cuencas donde se disponga de mapas estructurales en profundidad al tope de los intervalos generadores, previamente publicados por la ANH en sus estudios técnicos o prevenientes de información pública. El modelamiento debe realizarse en un software de modelamiento de sistemas petrolíferos reconocido y utilizado por la ANH (e.g. Genesis, Trinity, Petromod).

4. Definición de corredores prospectivos

Con base en la integración del modelo geológico de subsuelo, la producción actual de gas, la caracterización geoquímica de gases y el modelamiento térmico se definirán corredores prospectivos para los gases evaluados (C1/C3+/H2) en cada una de las cuencas evaluadas. Estos mapas incluirán la integración con los mapas de corredores prospectivos para gas previamente propuestos por la ANH en los estudios realizados durante el periodo 2019-2024.

5. Estimativo yet to find

Con base en la revisión e integración de estudios yet to find previos realizados por la ANH y los resultados del proyecto se realizará una evaluación orientada a definir los recursos prospectivos de los gases evaluados (C1/C3+/H2) en las cuencas y subcuencas estudiadas. Para el caso del gas natural, la evaluación incluirá una revisión y análisis de los recursos descubiertos (OGIP) en cada una de las cuencas evaluadas.

Fase 4: Reporte Final

6. Informe final

Este informe debe compilar la metodología, análisis, resultados e interpretación de los productos anteriores. Deberá incluir además, presentación ejecutiva en inglés y español, resumen ejecutivo en inglés y español, artículo y poster en inglés listo para presentación o envío para publicación.

Todos los productos en los que se aplique requerirán de recibo de información en BIP-SGC - “TRANSMITTAL” de entrega de productos finales al BIP-EPIS. Si la información está incluida en el Manual de Entrega de Información Técnica del repositorio del Banco de Información Petrolera (BIP-EPIS) se deben acatar las indicaciones del manual de entrega cuando apliquen.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Boreham, C. J., Edwards, D. S., Czado, K., Rollet, N., Wang, L., van der Wielen, S., ... & Henson, P. A. (2021). Hydrogen in Australian natural gas: occurrences, sources and resources. The APPEA Journal, 61(1), 163-191.

Boreham, C. J., Edwards, D. S., Feitz, A. J., Murray, A. P., Mahlstedt, N., & Horsfield, B. (2023). Modelling of hydrogen gas generation from overmature organic matter in the Cooper Basin, Australia. The APPEA Journal, 63(2), S351-S356.

Cui, J., Tao, H., Ren, Z., Jin, W., Liu, H., Meng, Z., & Cheng, K. (2022). Genesis and Accumulation Period of CO2 Gas Reservoir in Hailar Basin. Energies, 15(17), 6183.

Qin, S., Li, J., Wang, J., Tao, G., & Wang, X. (2023). Models of helium enrichment in helium-rich gas reservoirs of petroliferous basins in China. Natural Gas Industry B, 10(2), 130-139.

Wei, Y., Liu, Q., Zhu, D., Meng, Q., Xu, H., Zhang, W., ... & Jin, Z. (2025). Helium and natural hydrogen in the Bohai Bay Basin, China: Occurrence, resources, and exploration prospects. Applied Energy, 383, 125398

Wenhui, L., Bo, G., Zhongning, Z., Jianyong, Z., Dianwei, Z., Ming, F., ... & Quanyou, L. (2010). H2S formation and enrichment mechanisms in medium to large scale natural gas fields (reservoirs) in the Sichuan Basin. Petroleum Exploration and Development, 37(5), 513-522.

LUGAR DE EJECUCION:

El proyecto incluye diferentes actividades que serán realizadas en diversas ubicaciones: Las actividades de muestreo de campo se realizarán en las nueve cuencas sedimentarias que abarcara el proyecto ((Guajira Offshore, Sinú-San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo, Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental, Llano Orientales, Valle Superior del Magdalena y Putumayo). Miembros del personal del contratista deberán atender reuniones presenciales en las instalaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en la ciudad de Bogotá cuando aplique. Así mismo se podrán realizar reuniones virtuales. El personal designado por la ANH para la supervisión de las actividades podrá visitar las diferentes ubicaciones cuando este lo estime conveniente.

PROPUESTA ECONÓMICA:

Con relación a la tabla PRESUPUESTO, (se anexa formato para el cálculo del presupuesto). Dicho valor será presentado en **pesos colombianos** y debe tener incluido todos los **costos directos e indirectos**, con sus respectivas tasas e impuestos, además de todos los gastos contingentes y todos aquellos que resulten necesarios para la ejecución del contrato en las condiciones de tiempo requeridos.

Es obligatorio que el valor total y todos los ítems del presupuesto correspondan a precios proyectados para la vigencia 2026.

Se requiere el obligatorio diligenciamiento de la totalidad de las tablas de presupuesto presentadas.

Las tarifas deben ser sumas fijas, no sujetas a reajuste o modificaciones de ninguna clase.

NOTA: Con el fin de poder realizar una comparación y consolidación real y objetiva, solicitamos **NO MODIFICAR** la Tabla del Presupuesto.

MIPYMES:

Por favor marcar con una X si el cotizante es o no MIPYME domiciliada en Colombia, observándose los rangos de clasificación empresarial establecidos, de conformidad con la Ley 590 de 2000 y el Decreto 1074 de 2015.

SI____ NO____

EMPRENDIMIENTOS Y EMPRESAS DE MUJERES:

Por favor marcar con una X si el cotizante es o no emprendimiento o empresa de mujeres, entendida esta cuando:

- Más del cincuenta por ciento (50%) de las acciones, partes de interés o cuotas de participación de la persona jurídica pertenezcan a mujeres y los derechos de propiedad hayan pertenecido a estas durante al menos el último año.

- Cuando por lo menos el cincuenta por ciento (50%) de los empleos del nivel directivo de la persona jurídica sean ejercidos por mujeres y éstas hayan estado vinculadas laboralmente a la empresa durante al menos el último año en el mismo cargo u otro del mismo nivel.

Se entenderá como empleos del nivel directivo aquellos cuyas funciones están relacionadas con la dirección de áreas misionales de la empresa y la toma de decisiones a nivel estratégico. En este sentido, serán cargos de nivel directivo los que dentro de la organización de la empresa se encuentran ubicados en un nivel de mando o los que por su jerarquía desempeñan cargos encaminados al cumplimiento de funciones orientadas a representar al empleador.

- Cuando la persona natural sea una mujer y haya ejercido actividades comerciales a través de un establecimiento de comercio durante al menos el último año.

- Para las asociaciones y cooperativas, cuando más del cincuenta por ciento (50%) de los asociados sean mujeres y la participación haya correspondido a estas durante al menos el último año.

SI____ NO___

PLAZO PARA SOLICITAR ACLARACIONES AL SONDEO DE MERCADO: Las firmas interesadas podrán formular observaciones y aclaraciones al presente documento al correo electrónico ***estudios.mercado@anh.gov.co***, hasta el día 5 de diciembre de 2025.

ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO: Las firmas invitadas deberán presentar la información solicitada en el presente sondeo de mercado al correo electrónico**:** ***estudios.mercado@anh.gov.co***, antes del día **10 de diciembre de 2025.**

Maria Cecilia Ruiz Cardona
Vicepresidenta Técnica
C.C. 43.996.511

Aprobó:	N/A
Revisó:	Johanna Milena Aragón Sandoval /GEstro T1 Grado 17 (E) /Componente Jurídico JH
	Pamela Fonrodona Zapata/ Contrato 460 de 2025 / Componente Jurídico VT
Proyectó:	Arlex Gutierrez Sierra – Contratista CTO 393-2025/ Componente Técnico AGS