



Al contestar cite Radicado 20252012064263 Id: 2026717  
Folios: 20 Fecha: 05-12-2025 16:29:17  
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. NÚMERO DE PROCESO DE COTIZACIÓN:

### II. DE LA NECESIDAD:

El cambio climático afecta a todos los países del mundo. Los casquetes polares se están fundiendo y el nivel del mar está subiendo. En algunas regiones, los fenómenos meteorológicos extremos y las inundaciones son cada vez más frecuentes, mientras que en otras se registran olas de calor y sequías. Desde que se hace un monitoreo sistemático del calentamiento global, 2024 ha sido el año más cálido registrado en el planeta y el primero en el que se superó en conjunto un aumento de 1,5 °C en la temperatura media global con respecto a los niveles preindustriales. Este dato, resultado de múltiples mediciones realizadas utilizando diferentes herramientas y metodologías, fue reportado conjuntamente, a principios de 2025, por las principales instituciones que monitorean el clima planetario: la Organización Meteorológica Mundial (OMM), la NASA, la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA) de Estados Unidos, la Oficina Meteorológica del Reino Unido, Berkeley Earth y el Centro Europeo de Previsiones Meteorológicas a Plazo Medio (ECMWF), coordinador del Servicio de Vigilancia de la Atmósfera del Programa Copernicus.

Ante este panorama, resulta fundamental la adopción urgente de estrategias eficaces y sostenibles para detener el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero (GEI)

en la atmósfera terrestre. Entre las estrategias de descarbonización que actualmente se están implementando a nivel global, las tecnologías CCS (*Carbon Capture and Storage*) y CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*) vienen ganando amplia aceptación, dado que tienen el potencial de contribuir a alcanzar la neutralidad de carbono sin comprometer la seguridad energética. Estas tecnologías claves para la acción climática (Objetivo de Desarrollo Sostenible No. 13) tienen como principal objetivo evitar emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera generadas por sectores industriales caracterizados como de difícil abatimiento (fabricación de cemento, acerías y plantas metalúrgicas, refinerías de petróleo, plantas de generación eléctrica, entre otras). El objetivo es capturar el CO<sub>2</sub> en el lugar donde se genera y transportarlo a un sitio donde se pueda convertir en otro producto útil, garantizando que el CO<sub>2</sub> no se escape a la atmósfera en su forma gaseosa, o a un sitio donde se pueda almacenar de forma permanente (almacenamiento geológico). En ese sentido, las tecnologías CCS y CCUS se alinean con los compromisos del Acuerdo de París y con las políticas de transición energética justa y sostenible.

Colombia se encuentra en un momento estratégico para impulsar proyectos de CCUS. El país, uno de los más vulnerables a las consecuencias del cambio climático, cuenta con un potencial de almacenamiento geológico significativo en diferentes cuencas y tipos de formaciones como lo indica el Atlas de Almacenamiento de CO<sub>2</sub> publicado a finales de 2024, gracias a la iniciativa y financiación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Adicionalmente, a nivel nacional se cuenta con una amplia experiencia en el manejo de yacimientos de hidrocarburos y operaciones de subsuelo, sustentada en más de un siglo de existencia de una industria nacional de petróleo y gas natural.

Dadas las dificultades de financiación de los proyectos de CCS, la alternativa más expedita para Colombia es implementar tecnologías CCUS en yacimientos depletados de hidrocarburos. Mediante este tipo de proyectos, las empresas logran un doble propósito, recuperar más hidrocarburos en superficie y almacenar CO<sub>2</sub>, de tal modo que se pueden obtener ingresos por venta de petróleo y gas y por posibles créditos de carbono, mientras se contribuye a garantizar la seguridad energética y a la consecución de las metas de descarbonización corporativas y nacionales.

Hace varias décadas, Ecopetrol S.A. desarrolló pilotos de campo de recobro mejorado de petróleo (EOR, por las iniciales en inglés de *Enhanced Oil Recovery*) mediante la inyección de CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR). Actualmente, la empresa tiene entre sus planes implementar en el corto plazo un nuevo piloto de esa naturaleza, buscando las ventajas del doble propósito, el cual sería el primer proyecto de CCUS en los países andinos. Hasta la fecha, en el país, no se ha planteado la realización de proyectos de recobro mejorado de gas natural, ni de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en yacimientos depletados de gases secos o condensados.

Hasta los años 1990s, los proyectos de recobro mejorado de gas (EGR, por las iniciales en inglés de *Enhanced Gas Recovery*) generaban poco interés en la industria de los hidrocarburos, dado que el factor de recobro, especialmente en yacimientos de gases secos, es relativamente alto y por lo tanto este tipo de yacimientos normalmente opera hasta que se llega a la presión

de abandono que se estipula a nivel contractual. Actualmente, en un contexto de crisis climática, transición energética y preocupación por la seguridad energética, la posibilidad de inyectar CO<sub>2</sub> en yacimientos depletados de gas natural con el doble propósito de mejorar el recobro de gas mientras se secuestra parte del CO<sub>2</sub> inyectado ha recibido un interés creciente. En el caso colombiano, esta alternativa, denominada CO<sub>2</sub>-EGR-CS (CS, por las iniciales en inglés de *Carbon Storage*), se hace especialmente llamativa, dada la coyuntura actual de dificultad de suministro de gas natural ante la caída de la relación reservas/producción y el retraso en el tiempo de la incorporación de nuevas reservas, especialmente de los campos offshore del Caribe.

En Colombia existen varios yacimientos depletados de gas natural (gases secos o retrógrados) en diferentes cuencas sedimentarias de la geografía nacional que ameritan ser evaluados en su potencial para secuestro de carbono y recuperación incremental de gas o de condensados. Como se mencionó previamente, con esta tecnología se busca que el CO<sub>2</sub> inyectado desplace a los hidrocarburos remanentes en el yacimiento, aumentando el recobro y almacenando simultáneamente una fracción considerable del CO<sub>2</sub> inyectado.

En yacimientos de gas seco el recobro mejorado se posibilita por el desplazamiento y la represurización del gas residual. La eficiencia del desplazamiento depende en gran medida de las interacciones entre el fluido inyectado, en este caso CO<sub>2</sub>, y los fluidos remanentes en el yacimiento (gas y agua). Debido a que tanto el fluido desplazante como el desplazado se encuentran en fase gaseosa, el fenómeno gobernante en la eficiencia de barrido es la dispersión, o sea, el mezclado irreversible entre dichos fluidos ocasionado principalmente por la difusión molecular y la dispersión mecánica. En el caso de yacimientos depletados de gas retrogrado, el incremento de presión en el yacimiento asociado a la inyección de CO<sub>2</sub> puede ocasionar una revaporización del condensado presente en el yacimiento, el cual además puede ser miscible en el CO<sub>2</sub>. Estos fenómenos pueden permitir la movilización del banco de condensados y la liberación de más espacio en el medio poroso disponible para secuestro de CO<sub>2</sub>.

Con respecto al desarrollo investigativo del concepto de recobro mejorado de gas natural con almacenamiento de carbono (CO<sub>2</sub>-EGR-CS), gran parte de los esfuerzos se han orientado a identificar y evaluar, de forma teórica y experimental, los mecanismos que gobiernan el desplazamiento de los hidrocarburos remanentes en el yacimiento por parte del CO<sub>2</sub> inyectado, así como los mecanismos que permiten el entrampamiento del CO<sub>2</sub> en la formación. Tales mecanismos son función de variables como la pureza, comportamiento de fases y propiedades físicas del CO<sub>2</sub> inyectado, la presión y tasa de inyección, las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, la composición, comportamiento de fases y propiedades físicas del fluido de yacimiento, la saturación residual de gas y agua, la salinidad del agua presente en el yacimiento, la presencia de bancos de condensados, la existencia de empuje hidráulico y su naturaleza (fuerte o débil, lateral o de fondo), la naturaleza mineralógica y las propiedades petrofísicas básicas y especiales de la roca (porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos,

humectabilidad, presiones capilares, entre otras), las heterogeneidad del yacimiento, las propiedades geomecánicas de la roca, entre otras.

Aunque, como se mencionó en el párrafo anterior, se han realizado estudios preliminares para evaluar la viabilidad técnica del recobro mejorado de gas natural a través de un proceso de almacenamiento de  $\text{CO}_2$  ( $\text{CO}_2$ -EGR-CS), a la fecha, esta tecnología no se considera comercialmente desarrollada (TRL bajos). Existen aún varios fenómenos que hay que entender en profundidad y obstáculos que resolver para poder considerarla viable, no solo desde los aspectos técnicos, sino también desde el punto de vista económico y medioambiental. A continuación, se describen tres de los obstáculos más relevantes que afectan negativamente la viabilidad integral de los proyectos  $\text{CO}_2$ -EGR-CS:

- 1) La posible ruptura prematura del fluido desplazante en los pozos productores ocasionada por un mezclado excesivo entre la corriente de  $\text{CO}_2$  inyectada y los hidrocarburos gaseosos del yacimiento. Lo ideal en un proceso de desplazamiento es evitar que la fase desplazante se canalice (*fingering*) dejando atrás cantidades importantes de la fase que se quiere desplazar, como se ilustra en la Figura 1. Si se logra un desplazamiento más homogéneo (tipo pistón), la llegada del fluido desplazante a los pozos productores o momento de ruptura ocurrirá cuando ya se ha logrado barrer o desplazar una fracción importante del fluido que se quiere recuperar por los pozos productores. De otro lado, una ruptura prematura no solo reduce la calidad del gas producido, incrementando su contenido de  $\text{CO}_2$  y disminuyendo su valor comercial, sino que además compromete la eficiencia del almacenamiento, al reducir el volumen de  $\text{CO}_2$  que permanece atrapado en la formación geológica. El fenómeno de mezcla temprana se traduce en la necesidad de implementar unidades de endulzamiento del gas en superficie, lo que eleva considerablemente los costos de operación. Por tanto, diseñar esquemas de inyección que limiten o controlen el mezclado excesivo del  $\text{CO}_2$  inyectado con los hidrocarburos gaseosos presentes en el yacimiento es un desafío clave para la adopción de la tecnología  $\text{CO}_2$ -EGR-CS.

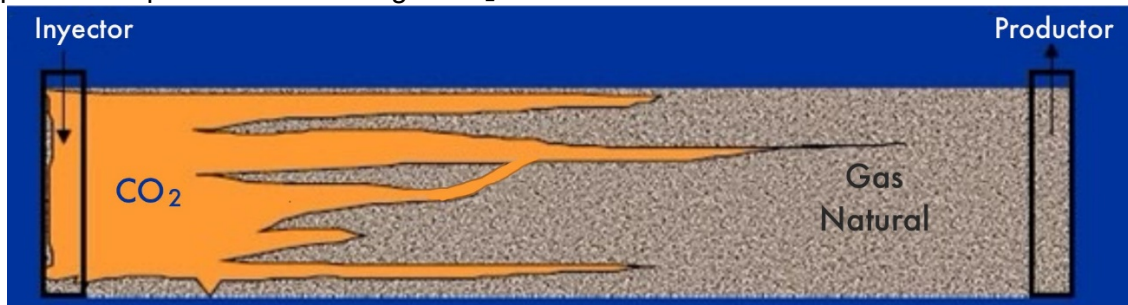


Figura 1. Canalización durante la inyección continua de gas [1]

Una estrategia para lograr un desplazamiento más homogéneo y evitar el mezclado excesivo y la canalización de la fase desplazante es utilizar un esquema de inyección denominado Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG, por las iniciales en inglés de *Water Alternating*

Gas), el cual consiste en la inyección sucesiva y alternada de volúmenes específicos o baches de agua y gas desde el pozo inyector hacia los pozos productores.



Figura 2. Esquema de inyección WAG [1]

- 2) La posible pérdida de inyectividad asociada al daño de formación que puede ocurrir por la ocurrencia de hidratos de  $\text{CO}_2$  a nivel del yacimiento en las cercanías del pozo inyector. Las condiciones de generación de hidratos en la cara de la formación geológica se ven favorecidas por el enfriamiento que se puede presentar debido a la expansión súbita del  $\text{CO}_2$  inyectado en un yacimiento con alto nivel de depletamiento y que está saturado con gas y agua residual.
- 3) El riesgo de corrosión inducido por la inyección de  $\text{CO}_2$ , especialmente cuando se emplean soluciones acuosas o agua carbonatada como parte del proceso. La interacción del  $\text{CO}_2$  con el agua genera ácido carbónico, el cual por su alto poder corrosivo puede afectar gravemente la integridad de la infraestructura de inyección y producción. Este riesgo se intensifica en campos maduros, donde las tuberías, válvulas y sistemas de bombeo fueron diseñados sin considerar la presencia prolongada de ambientes ácidos. La corrosión puede generar fallas estructurales, fugas de fluidos, afectaciones ambientales y altos costos de mantenimiento, lo que disminuye la seguridad del proceso y su sostenibilidad a largo plazo.

Dado lo estratégico que resulta para el país la implementación de proyectos de CCUS y en especial de recobro mejorado de gas natural con almacenamiento de carbono ( $\text{CO}_2$ -EGR-CS), se requiere llevar a cabo un proyecto que entregue un paquete tecnológico integral a una empresa interesada en desarrollar una iniciativa de este tipo, de tal modo que se pueda implementar posteriormente un proyecto piloto de campo asistido con tecnologías innovadoras como las que se proponen y que permitan superar los obstáculos previamente mencionados. Dicho paquete tecnológico debe incluir también una metodología y flujo de trabajo necesario que permita evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental de proyectos de ( $\text{CO}_2$ -EGR-CS) en el contexto colombiano.



### III. OBJETO A CONTRATAR:

Evaluación de procesos, técnicas y tecnologías para el desarrollo de una metodología y/o flujos de trabajo para la implementación y evaluación técnica, económica y ambiental en el marco de un hipotético proyecto piloto de recobro mejorado de gas natural a través de la inyección y consecuente almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EGR-CS).

### 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	NOMBRE
71	15	1303	Servicios de interpretación del campo petrolífero
81	15	1700	Geología

### V. ASPECTOS TÉCNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR:

#### 1. ALCANCE DEL OBJETO

El proyecto busca desarrollar un paquete tecnológico que soporte una metodología (flujos de trabajo) para la implementación y la evaluación técnica, económica y ambiental para un hipotético proyecto piloto de campo de recobro mejorado de gas natural con almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un yacimiento depletado de una cuenca colombiana.

#### 1.1 Metodología general

Inicialmente se debe proponer una metodología holística y consistente para seleccionar el área (screening) más adecuada para un proyecto de este tipo en el contexto colombiano. Una vez seleccionada el área de interés con las especificaciones adecuadas, se requiere su caracterización integral involucrando elementos de análisis de riesgo. En la búsqueda de soluciones tecnológicas que permitan superar los principales obstáculos para implementar proyectos de CO<sub>2</sub>-EGR-CS, se requiere entender y explicar la fenomenología que controla la eficiencia de desplazamiento y de almacenamiento a nivel de yacimiento en un procesos de este tipo y evaluar a nivel de laboratorio, mediante pruebas de desplazamiento en núcleos de roca (*coreflooding tests*), diferentes esquemas de inyección que permitan retardar el mezclado prematuro del CO<sub>2</sub> con los hidrocarburos gaseosos de la formación. Adicionalmente, se requiere

evaluar a nivel de laboratorio alternativas de inhibidores de corrosión de baja huella de carbono que minimicen fallas de pérdida de integridad de las instalaciones.

La evaluación de la factibilidad técnico-económica del proyecto de CO<sub>2</sub>-EGR-CS se debe soportar con una simulación numérica de yacimientos, de tal forma que se capturen los fenómenos que gobiernan los procesos de desplazamiento de acuerdo con los esquemas de inyección evaluados en laboratorio y que se tenga en cuenta el comportamiento de fases de las mezclas de fluidos a condiciones de yacimiento. Finalmente, se debe llevar a cabo un análisis de los impactos ambientales de todo el proceso.

## 1.2 Localización del Proyecto

Para la selección del área específica en la que se desarrollará la evaluación de procesos, técnicas y tecnologías para un hipotético proyecto piloto (CO<sub>2</sub>-EGR-CS) se tendrán en cuenta las cuencas con producción comercial de hidrocarburos (Guajira Offshore, Sinú-San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo, Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Superior del Magdalena y Putumayo).

## 2. PRODUCTOS Y ACTIVIDADES ASOCIADAS

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

### PRODUCTO 1. Metodología para selección de áreas

**Descripción:** Metodología de screening para seleccionar las áreas de interés más apropiadas para implementar posibles proyectos de CO<sub>2</sub>-EGR-CS en el país.

#### Actividades y metodología asociada

**P1.1** Diseño de la metodología de screening.

**P1.2** Matriz de clasificación y selección de áreas con mayor interés.

**P1.3** Análisis y caracterización del área seleccionada de acuerdo con la información disponible.

**P1.4** Informe escrito del producto 1.

### PRODUCTO 2. Estudio de la fenomenología de desplazamientos gas/gas

**Descripción:** estudio teórico y experimental de la fenomenología asociada a desplazamientos gas/gas.

#### Actividades y metodología asociada

**P2.1** Estudio teórico de los fenómenos de mezclado gas-gas utilizando simulaciones de dinámica molecular.

Se construirá un modelo que permita identificar desde una perspectiva molecular los modos y tipos de interacción que determinan los procesos macroscópicos asociados al comportamiento de la interfase gas-gas y que gobiernan la eficiencia de barrido. Se recomienda el uso de software de código abierto como el LAMMPS (Simulador Masivamente Paralelo Atómico/Molecular a Gran Escala).

**P2.2** Validación del modelo teórico a partir de datos experimentales obtenidos de pruebas de desplazamiento en medios porosos representativos.

El montaje experimental y los protocolos de prueba se describen de forma detallada en las actividades del producto No.3. La validación del modelo teórico se hará a partir de estimaciones del coeficiente de dispersión longitudinal, el cual gobierna el proceso de mezclado entre las fases a nivel macroscópico. El modelo validado debe permitir evaluar el efecto de variables como la presión, la temperatura y la composición química de las fases presentes (pureza del CO<sub>2</sub> y riqueza del gas natural).

**P2.3** Informe escrito del Producto 2.

### PRODUCTO 3 Evaluación experimental del proceso CO<sub>2</sub>-EGR-CS

**Descripción:** Evaluación experimental a nivel de laboratorio de un esquema de inyección que permita evitar el mezclado prematuro entre el fluido inyectado (CO<sub>2</sub>) y los hidrocarburos gaseosos presentes en el medio poroso. El montaje experimental debe permitir evaluar el proceso de recobro mejorado de gas natural con almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, es decir, estimar factores de recobro de gas en función de volúmenes porosos inyectados y volúmenes de CO<sub>2</sub> almacenados.

#### Actividades y metodología asociada

**P3.1** Construcción y caracterización de medios porosos sintéticos.

Se utilizarán núcleos sintéticos, los cuales deben poseer características petrofísicas y mineralógicas representativas de yacimientos de gas natural de cuencas colombianas, en particular del área seleccionada para evaluar el piloto de acuerdo con la metodología de *screening* desarrollada. Dichos núcleos tendrán un diámetro y longitud adecuados, de tal modo que se pueda evaluar la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> y simular adecuadamente los procesos de recobro mejorado de gas natural. Se construirán y caracterizarán 10 núcleos sintéticos como mínimo.



### Metodología asociada

- a) Construcción de núcleos con granulometría y cementación controlada. Se recomiendan núcleos de 1,5 pulgadas de diámetro y al menos 30 cm de longitud.
- b) Determinar la capacidad de almacenamiento de los núcleos mediante la medición de la porosidad efectiva por el método gravimétrico.
- c) Determinar la capacidad de flujo de los núcleos mediante la medición de la permeabilidad absoluta por el método de Darcy. Se debe usar un permeámetro de gases y estimar el efecto de deslizamiento o efecto Klinkenberg.
- d) Determinar la distribución de tamaño de garganta de poro y las presiones de flujo mediante la medición de presiones capilares en procesos de imbibición y drenaje.
- e) Determinar la mojabilidad de los medios porosos (ángulo de contacto e imbibición espontánea).

#### P3.2 Diseño de protocolo y ejecución de pruebas de *coreflooding*.

Se debe tener en cuenta una línea base y diferentes esquemas de inyección y permitir estimar coeficientes de dispersión, factores de recobro de gas en función de volúmenes porosos inyectados y volúmenes de CO<sub>2</sub> almacenados. Se llevarán a cabo un total de 10 pruebas de desplazamiento como se explica en la metodología asociada y en la Tabla 1.

### Metodología asociada

- a) Montaje experimental para las pruebas de desplazamiento. El montaje experimental mínimo debe constar de los siguientes sistemas: 1) sistema de aplicación de presión de sobrecarga que permite simular la presión de confinamiento a la que se encuentran sometidas las rocas en profundidad debido a los mantos litológicos superiores. 2) sistema de contrapresión para simular la presión de los fluidos al interior del yacimiento. 3) sistema de calentamiento para simular la temperatura del yacimiento. 4) sistema de adquisición de datos para almacenar en tiempo real todas las variables medibles durante los procesos de inyección de fluidos. 5) sistema de inyección conformado por bombas con cilindros tipo pistón que permiten realizar la inyección de los fluidos de interés. 6) portanúcleos (*coreholder*) con capacidad de alojar los núcleos con las dimensiones definidas y soportar altas presiones y temperaturas.
- b) Determinación de las permeabilidades efectivas de las fases presentes a saturación residual o saturación irreducible de agua connata (la salinidad del agua debe ser representativa del área de interés). Adicionalmente, se llevará a cabo un análisis de compatibilidad de aguas (agua de inyección y agua residual del yacimiento).

- c) Línea base y esquema de inyección. En la tabla 1 se detalla el número de desplazamientos que se llevarán a cabo, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:
- La línea base será un desplazamiento gas/gas (CO<sub>2</sub>/gas natural) sin bache que los separe. Dependiendo de la presión de inyección y de la profundidad y presión del yacimiento, el CO<sub>2</sub> puede estar en fase gaseosa o en estado supercrítico. Para tener en cuenta esta situación, se realizará un desplazamiento a una presión de inyección superior a la temperatura crítica del CO<sub>2</sub>. Todas las pruebas se llevarán a cabo a una temperatura constante (la temperatura promedio del área de interés seleccionada). La presión del yacimiento también se mantendrá constante y debe corresponder a la presión de abandono típica de yacimientos en el área seleccionada.
  - Se realizarán desplazamientos con el esquema de inyección que se propone evaluar con el objetivo de minimizar el mezclado y el tiempo de ruptura. Este esquema, en lugar de un bache de agua o salmuera como el mostrado en la Figura 2, utilizará uno de agua carbonatada (agua saturada con CO<sub>2</sub>). Se plantea que el CO<sub>2</sub> inyectado detrás del bache no puede solubilizarse en el agua carbonatada y mezclarse inmediatamente con el gas natural aguas arriba, debido a que el agua carbonatada ya está saturada con CO<sub>2</sub>. Un reto de este esquema es lograr que la desaturación del agua carbonatada sea muy lenta a medida que disminuye la presión en el yacimiento. Para analizar el efecto de la presión de inyección se tendrán en cuenta dos niveles de esta variable (Piny1 y Piny2). Otra variable muy importante a tener en cuenta es el tamaño del bache de agua carbonatada que se utilice (WSS, por las iniciales en inglés de *Water Slug Size*); se propone ensayar 3 niveles de WSS: 5%, 10% y 15% del volumen poroso del yacimiento (volumen poroso del núcleo utilizado en la prueba).
  - Con el bache de agua carbonatada que permita lograr los mejores resultados (combinación de presión de inyección y tamaño del bache que permita el máximo recobro) se harán dos pruebas adicionales. La primera será un desplazamiento con un esquema WAG como el mostrado en la Figura 2, o sea, utilizando una salmuera sin CO<sub>2</sub> disuelto. La segunda prueba se hará teniendo en cuenta la presencia de hidrocarburos líquidos en el yacimiento (simulación de un yacimiento de gas condensado depletado).

Prueba	Tipo de desplazamiento	Condiciones
1	CO <sub>2</sub> (gaseoso)/gas natural	
2	CO <sub>2</sub> (supercrítico)/gas natural	
3	WAG1-5 (agua carbonatada alternada con CO <sub>2</sub> )	WSS=5%, Piny1
4	WAG2-5 (agua carbonatada alternada con CO <sub>2</sub> )	WSS=5%, Piny2
5	WAG1-10 (agua carbonatada alternada con CO <sub>2</sub> )	WSS=10%, Piny1
6	WAG2-10 (agua carbonatada alternada con CO <sub>2</sub> )	WSS=10%, Piny2
7	WAG1-15 (agua carbonatada alternada con CO <sub>2</sub> )	WSS=15%, Piny1
8	WAG2-15 (agua carbonatada alternada con CO <sub>2</sub> )	WSS=15%, Piny2

9	WAG (salmuera alternada con CO <sub>2</sub> )	WSS y Piny óptimas
10	WAGC (agua carbonatada alternada con CO <sub>2</sub> en presencia de condensado)	WSS y Piny óptimas

**Tabla 1.** Plan de pruebas de desplazamiento

- d) Determinación del factor de recobro en función de volúmenes porosos inyectados para cada prueba de desplazamiento.

### **P3.3** Análisis de la capacidad de almacenamiento.

A partir de los datos de las pruebas de desplazamiento y de un análisis detallado de los efluentes de cada prueba, mediante balances de materia se puede hacer una estimación de la capacidad de almacenamiento global del medio poroso. Adicionalmente, se propone hacer un estudio experimental adicional que permita discretizar varios de los mecanismos de almacenamiento asociados a las interacciones fluido/fluido y fluido/roca.

#### **Metodología asociada**

- a) Análisis de efluentes. Para evaluar la capacidad de almacenamiento global de CO<sub>2</sub> en el medio poroso se deben analizar los efluentes recolectados en las diferentes pruebas de desplazamiento. Este análisis permitirá identificar mediante balance de masa la proporción de corriente de CO<sub>2</sub> que puede ser almacenada en el yacimiento posterior al proceso de recobro implementado. La evaluación de estos efluentes será realizada a través de técnicas analíticas de espectrometría de masas MS. De acuerdo con lo anterior, se analizarán los efluentes en las 10 pruebas descritas en la Tabla 1.
- b) Evaluación de interacciones fluido/fluido y fluido/roca para estimar el aporte de diferentes mecanismos de entrapamiento de CO<sub>2</sub>. Esta evaluación se realizará mediante un conjunto de ensayos de laboratorio adicionales e independientes de las pruebas de desplazamiento. El objetivo es estimar el aporte de diferentes mecanismos de entrapamiento de CO<sub>2</sub> a la capacidad global de almacenamiento del medio poroso (discretización de mecanismos).

Para evaluar las interacciones fluido/fluido, lo más relevante es cuantificar la solubilidad del CO<sub>2</sub> en las aguas de inyección y en el agua de formación (serán 6 pruebas, correspondientes a dos tipos de aguas y tres presiones de interés). En el caso de las interacciones fluido/roca se obtendrán las isothermas de adsorción del CO<sub>2</sub> en un medio poroso representativo (núcleo sintético) a tres presiones de interés, representativas de la vida productiva del yacimiento. Estas pruebas se realizarán en un reactor de laboratorio que pueda manejar gases a presión.

Adicionalmente, se realizarán mediciones de tensiones interfaciales y una valoración de ángulos de contacto de avance y retroceso para observar condiciones de geoalmacenamiento y cuantificar las condiciones de entrapamiento residual y capilaridad.

Las mediciones de tensión interfacial y ángulos de contacto se harán por el método de la gota colgante (*pendant drop method*). También se hará una valoración de los mecanismos de mineralización con base en la interacción fluido-fluido y fluido-roca.

#### P3.4 Informe escrito del producto 3.

### PRODUCTO 4. Evaluación de la Corrosión

**Descripción:** Evaluación experimental a nivel de laboratorio de alternativas de inhibidores de corrosión de baja huella de carbono que minimicen fallas de pérdida de integridad de las instalaciones clave.

#### Actividades y metodología asociada

**P4.1** Evaluación experimental a nivel de laboratorio de la capacidad de inhibición de la corrosión de productos, preferiblemente de origen natural (sintetizados a partir de biomasa) y baja huella de carbono, bajo condiciones representativas de operación de pozos inyectores y productores en yacimientos maduros sometidos a procesos de inyección de CO<sub>2</sub> o aguas carbonatadas.

Se contempla una evaluación sistemática de la capacidad inhibidora de productos novedosos basados en puntos cuánticos de carbono (CQDs). El análisis se enfocará en ensayos electroquímicos y pruebas estáticas y dinámicas bajo condiciones controladas de presión, temperatura y composición de fluido, simulando escenarios reales de campo.

#### Metodología asociada

- a) Selección y preparación de materiales: se emplearán aceros al carbono representativos de la infraestructura de inyección y producción en campos maduros (se utilizarán muestras de tres tipos de acero). Las muestras metálicas serán preparadas conforme a normas ASTM, incluyendo limpieza, pulido y caracterización superficial mediante microscopía SEM y espectroscopia de energía dispersiva (EDS). Se utilizarán un total de 36 muestras o cupones de acero (12 muestras de cada tipo de acero).
- b) Preparación de medios corrosivos simulados: Se formularán soluciones que emulen la inyección de agua carbonatada con CO<sub>2</sub>. Las aguas carbonatadas se prepararán a dos niveles de presión. Se utilizará una salinidad del agua representativa de la zona de interés. La línea base será el medio sin aditivos inhibidores de corrosión. Se prepararán medios corrosivos con dos concentraciones de CQDs entre 10 y 300 ppm. De acuerdo con lo anterior, para los ensayos de corrosión se utilizarán 6 medios corrosivos.
- c) Ensayos electroquímicos: Se realizarán pruebas de polarización potencio dinámica (PPD) en celdas de tres electrodos, dentro de autoclaves que simulen condiciones de operación (dos temperaturas y una presión). También se realizarán pruebas de espectroscopia de impedancia electroquímica (EIS). Se analizarán parámetros como corriente y potencial de corrosión, resistencia de polarización y circuitos equivalentes. Como se tienen 6 clases

de medio corrosivo y tres tipos de acero, el número de cada tipo de prueba (PPD y EIS) será de 18 por cada temperatura (36 pruebas en total). Para las dos temperaturas se utilizará la misma muestra de acero, la cual será acondicionada para que no pierda representatividad de acuerdo con los procedimientos establecidos por los fabricantes.

- d) Ensayos de pérdida de masa y análisis superficial: Se llevarán a cabo pruebas de inmersión prolongada para cuantificar la pérdida de masa y calcular velocidades de corrosión. Las muestras serán analizadas por SEM, EDS y espectroscopía FTIR para caracterizar productos de corrosión y evaluar el efecto protector de los CQDs. En total se realizarán 18 pruebas (6 medios corrosivos y 3 tipos de acero) a la condición de ensayo que resulte más agresiva para el material en los ensayos electroquímicos.
- e) Análisis comparativo y modelamiento: Se identificarán tendencias en la eficiencia inhibidora según concentración, tipo de medio y condiciones de operación. Se desarrollará un modelo predictivo semimecanístico que contemple fenómenos de adsorción y estabilidad coloidal, y se discutirán las ventajas técnicas y ambientales de los CQDs frente a inhibidores convencionales.

**P4.2** Recomendaciones de formulaciones escaladas a condiciones reales de campo.

**P4.3** Informe escrito producto No.4.

## **PRODUCTO 5 Análisis de Factibilidad técnico-económico de un piloto de CO<sub>2</sub>-EGR-CS**

**Descripción:** análisis de la factibilidad técnico-económica de un piloto de CO<sub>2</sub>-EGR-CS con base en simulación numérica de yacimientos. Se selecciona solo un área de estudio. El simulador que se utilice debe capturar la fenomenología propia de los procesos CO<sub>2</sub>-EGR-CS, ser de tipo composicional y permitir el acople del flujo de fluidos y la geomecánica.

### **Actividades y metodología asociada**

**P5.1** Optimización de un flujo de trabajo que permita generar un modelo de simulación en un software comercial para analizar el comportamiento de un yacimiento depletado de gas sometido a un esquema de inyección previamente definido, con el objetivo de optimizar el factor de recobro y el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

### **Metodología asociada**

- a) Desarrollo y/o elaboración de un (1) modelo estático y un (1) modelo dinámico. El modelo estático o geológico incluye la estructura geológica (fallas, capas), propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad), espesor y distribución de fluidos. El modelo dinámico se construye utilizando el modelo estático y permite predecir el comportamiento del yacimiento a lo largo del tiempo y optimizar su desarrollo.

- b) Calibración (*History Matching*): El modelo se ajusta con datos históricos de producción y presión de los pozos. Un ajuste exitoso valida la capacidad predictiva del modelo.
- c) Modelado de Fluidos (PVT) y Mecanismos EGR. Se selecciona y calibra la ecuación de estado más adecuada (ejemplo: Peng-Robinson).
- d) Definición de Escenarios. Se establecen múltiples casos de estudio variando las condiciones clave (las definidas en el componente experimental): esquema de inyección, ubicación y patrón de pozos (distribución de pozos inyectoros y productores), tasas de inyección (volúmenes diarios de gas a inyectar y presiones límite de fondo), duración del proyecto (horizonte de tiempo de la inyección y producción).
- e) Reporte de los resultados de la simulación numérica de yacimientos con los análisis de sensibilidad adecuados. Se ejecutan las simulaciones para obtener las curvas de producción de gas natural, tiempo de ruptura, producción de gas inyectado y los volúmenes de CO<sub>2</sub> secuestrado en los diferentes escenarios.

**P5.2** Análisis técnico-económico. Esta metodología utiliza los resultados de los parámetros técnicos (curvas de producción e inyección) para determinar un flujo de caja (Cash Flow) obteniendo así indicadores financieros de rentabilidad.

#### Metodología asociada

- a) Estimación de costos (CAPEX y OPEX). Se estiman las inversiones iniciales, incluyendo: conversión o perforación de pozos inyectoros, infraestructura de superficie, planta de compresión/inyección de gas, entre otras. Se estiman los gastos recurrentes, principalmente: costo de energía para la compresión del gas, costo de compra o tratamiento del gas de inyección, mantenimiento de equipos e instalaciones.
- b) Estimación de ingresos. Se utiliza la curva de producción neta de gas natural del simulador y se multiplica por el precio de venta del gas (proyectado). En proyectos CO<sub>2</sub>-EGR-CS se pueden tener en cuenta ingresos o créditos fiscales por el volumen de CO<sub>2</sub> que es permanentemente almacenado en el yacimiento.
- c) Flujo de caja anual del proyecto, incorporando ingresos, costos e impuestos/regalías. Los indicadores clave de rentabilidad como VAN, TIR, Periodo de Retorno (Payback Period) se calculan utilizando una tasa de descuento (TD) que refleje el riesgo y el costo de oportunidad del capital.

#### P5.3 Informe producto No. 5

### PRODUCTO 6. Alternativas de mitigación de impactos ambientales

**Descripción:** Identificación, cuantificación y análisis de alternativas de mitigación de los impactos ambientales derivados de la implementación de proyectos de CO<sub>2</sub>-EGR-CS.

#### Actividades y metodología asociada



**P6.1** Evaluación de los posibles impactos ambientales de la implementación del piloto hipotético mediante un análisis de ciclo de vida (ACV).

Se recomienda utilizar la metodología ReCiPe 2016 implementada en el software LCA+, cubriendo tanto indicadores de punto medio como de punto final.

**P6.2** Informe del análisis de ciclo de vida identificando las etapas del proceso con mayor impacto ambiental y con las recomendaciones de priorización de oportunidades de mejora.

### PRODUCTO 7. Informe integrador final

Se elaborará un informe final que integre los reportes elaborados para cada uno de los productos.

### PRODUCTO 8

#### Geodatabase asociada al proyecto junto con la base de datos SQL

#### Notas Importantes:

**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 **(8) meses**. En todo caso, no podrá superar el 31 de diciembre de 2026.

#### 4. PERSONAL MÍNIMO

Personal Mínimo					
Perfil	Título Profesional	Posgrado	Experiencia profesional	Experiencia Específica	Cantidad
Director del proyecto	Ingeniero (a) de Petróleos o Ingeniero (a) Químico o Geólogo (a) o Ingeniero (a) geólogo	Postgrado nivel especialización y/o maestría	Quince (15) años de experiencia profesional	Diez (10) años en dirección, coordinador o gerencia de proyectos o experiencia en DIEZ (10) proyectos como director, coordinador o gerencia en proyectos relacionados en recobro mejorado o productividad de hidrocarburos.	1
Asesor en proyectos de CCUS	Ingeniero (a) de Petróleos, Ingeniero (a) geológico o geólogo (a).	Postgrado nivel especialización y/o maestría	Quince (15) años de experiencia profesional	Cinco (5) años de experiencia o Cinco (5) proyectos en evaluación o estudios de prospectos de CCUS	1
Asesor en análisis de ciclo de vida	Ingeniero ambiental y relacionados	Postgrado nivel especialización y/o maestría	Diez (10) años de experiencia profesional	Cinco (5) años de experiencia o Cinco (5) proyectos con análisis de ACV (Análisis Ciclo de Vida).	1
Asesor en simulación de dinámica molecular	Ingeniero Químico, Ingeniero Mecánico o Ingeniero de Petróleos	Postgrado nivel especialización y/o maestría	Diez (10) años de experiencia profesional	Cinco (5) años de experiencia o Cinco (5) proyectos en simulación a escala molecular para el entendimiento de fenómenos de interacción fluido-fluido aplicados a la industria de los hidrocarburos.	1
Experto en geociencias aplicadas a la industria de los hidrocarburos	Geólogo, Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Postgrado nivel especialización y/o maestría	Diez (10) años de experiencia profesional	Cinco (5) años o Cinco (5) proyectos en geología aplicada a la industria de los hidrocarburos	1
Experto en montaje experimental de pruebas de coreflooding	Ingeniero de Petróleos o Ingeniero geológico o Geólogo	Postgrado nivel especialización y/o maestría	Diez (10) años de experiencia profesional	Cinco (5) años en proyectos que requieren montaje de pruebas de coreflooding.	2
Experto en diseño de tratamientos químicos para aplicaciones en la industria de los hidrocarburos	Ingeniero de Petróleos o Ingeniero Químico	Postgrado nivel especialización y/o maestría	Diez (10) años de experiencia profesional	Cinco (5) años o Cinco (5) proyectos en desarrollo de tratamientos químicos basados en nanotecnología.	2

**Tabla 2.** Tabla de personal mínimo

#### 5. LUGAR DE EJECUCIÓN:

El proyecto incluye visitas a varios campos petroleros o a ciudades donde se localiza la sede de empresas operadoras y contratistas. 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.

**METODOLOGÍA:** La metodología propuesta se especifica para cada producto.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

<https://portaldelpetroleo.com/inyeccion-alternada-de-agua-y-gas-aga/>

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 CO<sub>2</sub> 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). H<sub>2</sub>S 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.

## 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.

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 1:** Con el fin de poder realizar una comparación y consolidación real y objetiva, solicitamos **NO** modificar las Tablas del Presupuesto.

**NOTA 2:** Se debe tener en cuenta que el presente estudio se desarrollará durante la vigencia 2026 y las entidades o empresas interesadas en presentar la cotización deberá tener en cuenta el IPC y todos los costos asociados al del referido año 2026.

#### 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 \_\_\_\_

#### EMPREDIMIENTOS 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 \_\_\_\_

**PRESENTACIÓN DE INQUIETUDES Y OBSERVACIONES:** Las firmas interesadas podrán presentar la inquietudes u observaciones que surjan del presente sondeo de mercado al correo electrónico: [estudios.mercado@anh.gov.co](mailto:estudios.mercado@anh.gov.co), antes del 10 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](mailto:estudios.mercado@anh.gov.co), hasta el 12 de diciembre de 2025.

Atentamente,



**Maria Cecilia Ruiz Cardona**  
Vicepresidenta Técnica  
C.C. 43.996.511

Anexo: Uno (1) archivo tipo Excel – Tabla de cotización

Aprobó:

María Cecilia Ruiz Cardona – Vicepresidenta Técnica

Revisó:

Juan Pablo Jiménez Giraldo/Contratista/Componente Jurídico VT

Johanna Milena Aragón Sandoval/Gestor T1 Grado 17 (E) Componente Jurídico VT

Proyectó:

Hugo Hernán Buitrago Garzón/Gestor T1 Grado 17/Componente Técnico VT

