



Al contestar cite Radicado 20242110769063 Id: 1694638
Folios: 25 Fecha: 30-12-2024 12:19:44
Anexos: 2 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:

En Colombia, la Ley 1715 de 2015 establece un marco normativo para apoyar el despliegue e integración de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética. Posteriormente, la Ley 2099 de 2021 establece la Ley de transición energética, la cual moderniza la legislación vigente y dicta disposiciones en los temas de transición energética en el país, y en su Artículo 24 menciona que la Agencia Nacional de Hidrocarburos podrá diseñar mecanismos y acordar condiciones en contratos vigentes y futuros que incluyan e incentiven la generación de energía a través de Fuentes no Convencionales de Energía -FNCE, el uso de energéticos alternativos, y la captura, almacenamiento y utilización de carbono.

Es así como el Ministerio de Minas y Energía de Colombia según la Resolución 40234 de 2023 y consecuentemente el Convenio 314 de 2023 delega a la Agencia Nacional de Hidrocarburos por el término de dos años la elaboración de los insumos que comprenden la elaboración de estudios, diagnósticos, identificación de necesidades, investigación, recomendaciones de política pública, estructuración y adelantamiento de procesos de los siguientes recursos energéticos: geotermia, energía eólica e hidrógeno, captura, almacenamiento y uso de carbono (CCUS); así como también las alternativas geológicas para el almacenamiento subterráneo de Dióxido de Carbono (CO₂), a través del aprovechamiento de FNCE.

Con referencia a lo anterior, es importante mencionar que Colombia tiene una economía en vía de desarrollo y aunque actualmente sus emisiones a la atmosfera de Dióxido de Carbono - CO₂ son bajas en comparación con otras economías del mundo; es fundamental adquirir nuevo conocimiento en el tema de la descarbonización de la actividad económica para establecer una línea base integral del potencial para desarrollar proyectos tendientes a la **DESCARBONIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD INDUSTRIAL** como lo son los Almacенamientos Subterráneos de CO₂

Es así, como la Vicepresidencia Técnica ve la necesidad de obtener información geológica y técnica en los aspectos de la captación, transporte e inyección de CO₂ para el almacenamiento definitivo de CO₂ como estrategia de promover la descarbonización de una economía incipiente, pero en crecimiento.

Respecto al anterior punto, es importante asegurar que nuestras actividades económicas ya sean del sector O&G o un sector diferente que genere cantidades apreciables de CO₂ y que sean potencialmente capturables continúe creciendo de una manera responsable y teniendo a futuro una posibilidad de proyectos de almacenamiento para la disposición final de las emisiones de CO₂ y poder tener un crecimiento con una economía descarbonizada.

III. OBJETO A CONTRATAR:

Realizar la caracterización y análisis integral para desarrollar almacenamientos subterráneos de CO₂ en estructuras geológicas asociadas a acuíferos salinos y yacimientos depletados O&G en áreas libres – Fase 2.

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	NOMBRE
71	13	11	09	Servicio de evaluación de tratamiento de la matriz
71	13	11	07	Servicio de diseño del tratamiento de la matriz
71	13	13	03	Servicios de bombeo del campo petrolero con CO ₂
71	15	13	02	Estudio de casos del campo petrolero
71	15	13	06	Servicios de geología
71	15	13	07	Servicios de geofísica
71	15	13	11	Servicios de petrofísica
71	15	13	15	Servicio de mecánica de rocas
71	15	13	17	Evaluación general de la formación
71	16	10	03	Modelos económicos del campo petrolero
71	16	10	04	Modelos de desarrollo del campo petrolero
71	16	10	07	Modelos geológicos y geofísicos
71	16	10	04	Modelos de Yacimientos
71	16	16	03	Servicios de investigación y desarrollo de campos petroleros
81	10	19	02	Ingeniería de producción para petróleo o gas
81	14	19	02	Servicio de investigación y desarrollo de aplicaciones o tecnología
70	17	15	06	Servicios para modelado de aguas subterráneas o superficiales
81	15	18	04	Estudios Hidrológicos

77	10	15	00	Evaluación de impacto ambiental
----	----	----	----	---------------------------------

ASPECTOS TÉCNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR:

Se plantea realizar un análisis integral de cada uno de los cuatro procesos técnicos que involucraría el proceso de almacenamiento de CO₂ en Colombia como lo son la Captura, Transporte, Uso y Almacenamiento junto con los aspectos sociales, ambientales, económicos y regulatorios integrándolos y obtener una visión global de lo que implicaría un posible desarrollo de almacenamiento subterráneo de CO₂ en el futuro en campos depletados de O&G y/o acuíferos salinos en Colombia como una alternativa de planificación de una economía en crecimiento ambientalmente sostenible en el futuro.

Frente a la captura de CO₂, el presente estudio nos ayudará a establecer cuáles de las emisiones de CO₂ son potencialmente capturables y llegar a una primera estimación de su costo en Colombia para ser almacenadas en áreas geográficas y estructuras geológicas apropiadas para que sea un proceso técnico y económicamente viable. Frente a lo anterior, se han llevado a cabo estudios puntuales o específicos del potencial de almacenamiento de CO₂ producto de la actividad Oil & Gas como lo hace actualmente Ecopetrol, pero no se ha estudiado integralmente el proceso completo en Colombia que involucre integralmente los cuatro segmentos ya mencionados anteriormente y al mismo tiempo, actividades económicas diferentes al O&G como el cementero, las termoeléctricas y las acérías entre otras. Así como también, los aspectos sociales y ambientales que nos indicarán las rutas factibles de posibles desarrollos en el onshore y/o en el offshore.

Desde la parte técnica del subsuelo, el presente estudio se enfocará en el análisis de estructuras geológicas en áreas libres onshore y offshore que hayan servido para la explotación de O&G en el pasado y que se encuentran depletadas actualmente, así como también, en estructuras o reservorios en acuíferos salinos (asegurando la presencia de sellos hidráulicos impermeables).

ACTIVIDADES DEL PROYECTO

1. Realizar el diagnóstico de prospectividad de cuencas sedimentarias con potencial en Almacenamientos para CO₂:

se deberá seleccionar áreas geográficas con necesidades y ventajas estratégicas que sean promisorias para la prospectividad de Almacenamientos Subterráneos para CO₂. Se deberá analizar la prospectividad de almacenamiento para CO₂ para un hipotético desarrollo en el Onshore. Se deberá analizar la posibilidad de inyectar el CO₂ capturable en Colombia en áreas o estructuras de campos maduros de O&G y acuíferos salinos y determinar implicaciones, limitantes como los caudales previstos e indicar las potenciales estructuras para la inyección de CO₂. En esta actividad es importante que el ejecutor tenga en cuenta los prospectos evaluados en el contrato 439 de 2024 ya que los prospectos evaluados anteriormente por la ANH no deberán seleccionarse en el presente estudio. por lo tanto, el ejecutor deberá seleccionar 10 estructuras diferentes a las ya estudiadas previamente. Ver el siguiente mapa el cual indica las cuencas prospectivas para el Almacenamiento Geológico de CO₂.



Figura 1. Cuencas de interés para el Almacenamiento Geológico de CO₂.

2. Realizar un análisis geológico-geofísico de áreas y estructuras geológicas promisorias para almacenamiento geológico de CO₂:

Se tendrá en cuenta campos depletados y acuíferos salinos que cumplan con parámetros técnicos como profundidad adecuada, distancias a centros urbanos, sellos con extensión lateral continuo etc., utilizando la información disponible de programas sísmicos 2D y 3D, geofísica, información de pozos, núcleos existentes y geoquímica. Una vez se cuente con información procesada se deberá realizar un análisis de calidad de estructuras y reservorio para almacenamientos de CO₂ de acuerdo con metodologías conocidas. Para este ejercicio técnico se requiere realizar el análisis geológico detallado de DIEZ (10) estructuras geológicas, de las cuales se plantea 8 estructuras en el Onshore y 2 estructuras en el Offshore colombiano pero su distribución puede ajustarse debido a aspectos técnicos que el ejecutor considere y siempre conservando la cantidad de 10 prospectos en total.

El producto de esta actividad contempla un informe geológico donde cada prospecto se desarrollará detalladamente en capítulos. Simultáneamente a la evaluación geológica de cada prospecto se debe realizar un ranqueo por riesgo geológico y si un prospecto no pasa el ranqueo propuesto, se deberá buscar una nueva área a evaluar.

METODOLOGÍA PROPUESTA

Se debe identificar y seleccionar las cuencas hidrocarburíferas Onshore que tengan un potencial de almacenamiento y se encuentren cerca de las fuentes de emisiones de CO₂. A continuación, se mencionan CINCO (5) cuencas cercanas a las fuentes de emisiones de CO₂ como lo son la Cuenca Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena, Valle inferior del Magdalena, Sinú San Jacinto y Llanos Orientales; sin embargo, estas cuencas pueden variar teniendo en cuenta la disponibilidad y calidad de la información existente. No obstante, de la identificación de las zonas promisorias para almacenar CO₂ se debe analizar y realizar la caracterización detallada para 8 prospectos/reservorios en el onshore y 2 en el offshore.

Referente a lo anterior, se enfatiza en hacer primeramente una correlación geográfica entre el potencial en cada cuenca para desarrollar almacenamientos subterráneos de CO₂ y las ubicaciones de las fuentes de emisiones de CO₂ potencialmente capturables presentes en Colombia. Acá se sugiere hacer un análisis rápido, pero óptimo por cuenca con variables como distancia, profundidad, sellos regionales, entre otros aspectos con el objeto de seleccionar los DIEZ (10) reservorios y/o estructuras más promisorias en el Onshore para realizar un análisis geológico profundo.

DETALLE DEL ANÁLISIS GEOLOGICO DE PROSPECTOS PARA ALMACENAMIENTO DE CO₂:

Para el análisis geológico integral y modelamiento en las estructuras geológicas Onshore/offshore seleccionadas anteriormente que corresponderán a reservorios depletados de explotación de Hidrocarburos y/o acuíferos salinos, se deberán clasificar o ranquear los posibles reservorios por su riesgo geológico para el almacenamiento de CO₂ (8 estructuras geológicas en el caso onshore y 2 offshore). Realizar el análisis geológico integral. Los aspectos a tener en cuenta son:

- ✓ Nivel de Actividad tectónica
- ✓ Distancia de las fuentes de emisión
- ✓ Profundidad del reservorio que servirá de almacenamiento.

- ✓ Calidad del sello – Preferiblemente un sello regional. Evaluación de la efectividad del sello (potencial sellante). Estimación de la columna máxima de CO₂, presión de desplazamiento en condiciones CO₂-salmuera y presión de boyanza máxima.
- ✓ Integridad y seguridad de las trampas estructurales o estratigráficas
- ✓ Aspectos petrofísicos conocidos de los reservorios que fueron o son productores de HC. Como la porosidad, alta permeabilidad, fluidos presentes.
- ✓ Mineralogía del reservorio y del sello
- ✓ Espesor del reservorio
- ✓ Capacidad estimada de almacenamiento.
- ✓ Caudales estimados de captación del almacenamiento de acuerdo a la permeabilidad (μ).
- ✓ Gradiente geotérmico
- ✓ Régimen hidrodinámico del reservorio – Potencial migración con base a la original. Estimación de cabezas hidráulicas y ángulo de inclinación.
- ✓ Aspectos Hídricos en niveles superiores – Acuíferos dulces y salados presentes.
- ✓ Volúmenes potenciales de almacenamiento de CO₂ en los reservorios o campos analizados.

Se debe realizar el análisis geológico integral según las metodologías empleadas en los países que han estudiado e implementado almacenamientos subterráneos de CO₂. Estas metodologías incluirán el flujo de trabajo del almacenamiento geológico de CO₂, la disponibilidad de los datos, caracterización en términos de capacidad, inyectividad y almacenamiento seguro, así como la estimación de la capacidad de almacenamiento. A modo de consulta, abajo se menciona la página oficial de “Norwegian Petroleum Directorate” en su sección de almacenamientos de CO₂.

<https://www.npd.no/fakta/CO2-handtering-ccs/CO2-lagringsatlas/>

Adicionalmente se debe tener en cuenta y consultar las bases de datos del: Global CCS Institute

<http://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects>

Igualmente se debe consultar y considerar los lineamientos de: “International Panel on Climate Change – IPCC” en cuanto a las metodologías a utilizar en los procesos de captura, transporte, uso y almacenamiento.

Una vez caracterizada las estructuras y potenciales reservorios se deberá realizar un modelamiento geológico y posteriormente poder estimar los parámetros generales o hipotéticos de las condiciones de inyección, comportamiento de fluidos, capacidad de almacenamiento etc., sin llegar a ser un modelamiento dinámico. Lo anterior se realizará teniendo en cuenta cada uno de sus parámetros geológicos y geofísicos detallados en el análisis geológico integral y modelamiento de las estructuras geológicas Onshore/offshore seleccionadas anteriormente y consecuentemente poder estimar caudales hipotéticos de inyección que podrían admitir las formaciones con las características geológicas encontradas, fases del fluido a inyectar: (CO₂ en fase gaseosa o líquida), presiones, volúmenes potenciales de almacenamiento, etc.

3. Realizar el muestreo, los análisis mineralógicos (DRX) en la roca reservorio y sello y la caracterización mineralógica de los sitios de interés.

En los mismos pozos seleccionados previamente para muestreo de agua de formación, identificar la roca sello y reservorio para realizar el muestreo de núcleos o ripios de perforación que incluya mínimo 10

muestras para el reservorio y 10 muestras para el sello por cada estructura analizada (10 estructuras). Realizar análisis de DRX en las muestras seleccionadas para la roca sello y reservorio con el objetivo de identificar la mineralogía de estas rocas y establecer cómo la composición mineralógica puede interactuar con una posible inyección de CO₂. Por último, se realizará el análisis mineralógico en la roca reservorio y sello identificando las posibles reacciones químicas que puedan ocurrir en una eventual inyección de CO₂, así como procesos de disolución y precipitación mineralógica.

Nota 1: En caso de que existiera información desarrollada en el área, ésta se debe integrar como datos de entrada que permita identificar zonas con falta de información mineralógica donde se deba realizar el muestreo.

Nota 2: Si eventualmente no se pudiera seleccionar las 10 muestras mínimas para el reservorio y las 10 muestras mínimas para el sello por cada estructura analizada debido a casos fortuitos o poca cantidad de muestra de núcleos o rípios de perforación; el pago del producto a entregar por el contratista se hará por prorratio con base en el número total de puntos muestreados.

4. Realizar una Campaña de muestreo para un Análisis Hidrogeológico e Hidrogeoquímico

Para cada una de las DIEZ (10) estructuras se debe realizar un muestreo para la caracterización y análisis hidrogeológico, para ello se debe identificar los acuíferos someros y profundos, determinando sus propiedades hidráulicas clave, como la porosidad efectiva, la conductividad hidráulica y el coeficiente de almacenamiento, las cuales determinan la capacidad de almacenamiento y el comportamiento del flujo de agua subterránea.

Además, se llevará a cabo la delimitación de las zonas de recarga y descarga mediante el análisis de los flujos regionales y locales, lo que permitirá definir los puntos de ingreso y salida del agua dentro del sistema. A su vez se determinará la calidad del agua subterránea de los acuíferos someros realizando un inventario de los puntos ubicados dentro de un radio de 1 km alrededor de cada estructura seleccionada y determinando las características fisicoquímicas e isotópicas de al menos 15 puntos identificados en cada estructura, caracterizando los parámetros presentados en la tabla 1.

Con relación con lo anterior, se debe realizar una caracterización Geoquímica e Hidrogeoquímica que permita determinar interacción entre el CO₂ potencialmente inyectado y los fluidos presentes en las estructuras seleccionadas; para ello el ejecutor debe recolectar muestras de agua de los potenciales reservorios y acuíferos superiores y deberá seleccionar los pozos de campos activos cercanos a los prospectos seleccionados en las áreas libres para realizar el muestreo requerido. Para el caso del muestreo de acuíferos superiores, el ejecutor podrá muestrear pozos hidrológicos disponibles, aljibes y manantiales donde sea conocido con anterioridad el origen de las aguas a muestrear.

Los parámetros a determinar son los establecidos en la tabla 1 y correspondientes como mínimo 15 muestras de agua de formación para cada estructura (10 estructuras) (15 muestras por estructura para análisis fisicoquímicos y 15 muestras por estructura para isótopos estables). Con base en los resultados hidroquímicos se debe realizar una evaluación de reacciones agua-roca-CO₂, identificar procesos como disolución de minerales, precipitación de carbonatos, y acidificación del agua subterránea, realizando para ello un Modelado hidrogeoquímico usando softwares correspondientes para predecir la interacción química del CO₂ con el medio poroso y los cambios en la mineralogía y considerando los resultados de los análisis DRX solicitados.

Los análisis fisicoquímicos deben incluir los siguientes parámetros presentados en la Tabla 1:

PARÁMETROS FÍSICOS	UNIDADES
Nivel Estático	m
Altura sobre el nivel del mar	msnm
Unidad geológica muestreada	
PARÁMETROS IN SITU (tomados por el laboratorio en el momento del muestreo)	UNIDADES
Conductividad Eléctrica	μS/cm
Oxígeno Disuelto	mg/L
pH	Unidades de pH
Potencial Redox	mV
Temperatura	°C
Sólidos Disueltos Totales (SDT)	mg/L
Profundidad de toma de muestra	m
PARÁMETROS GENERALES	UNIDADES
Acidez Total	mg/L CaCO ₃
Alcalinidad Total	mg/L CaCO ₃
Carbono Orgánico Total (COT)	mg/L
Carbono Inorgánico Total (CIT)	mg/L
Carbono Orgánico Disuelto (COD)	
Carbono Inorgánico Disuelto (CID)	
Conductividad Eléctrica (CE) (Muestra laboratorio)	uS/cm
Dióxido de carbono (CO ₂)	mg/L
Dureza Cálcica	mg/L CaCO ₃
Dureza Total	mg/L CaCO ₃
pH (Muestra laboratorio)	Unidades pH
Sílice Total (SiO ₂)	mg/L
Sólidos Disueltos Totales (SDT) (laboratorio)	mg/L
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mL/L
Sólidos Totales (ST)	mg/L
Salinidad	%
HIDROCARBUROS	UNIDADES
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L
Compuestos orgánicos volátiles	mg/L
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y orto, meta y para-Xileno)	mg/L
Metano	mg/L
IONES	
CATIONES	UNIDADES
Calcio (Ca ⁺⁺),	mg/L
Estroncio (Sr ²⁺)	mg/L

Hierro Total (Fe)	mg/L
Magnesio (Mg ⁺⁺)	mg/L
Manganeso (Mn)	mg/L
Potasio (K ⁺)	mg/L
Sodio (Na ⁺)	mg/L
ANIONES	UNIDADES
Bicarbonatos (HCO ₃ ⁻)	mg/L
Carbonatos (CO ₃)	mg/L
Cloruros (CL ⁻)	mg/L
Fosfatos (PO ₄ ⁼)	mg/L
Nitratos (N-NO ₃)	mg/L
Nitritos (N-NO ₂)	mg/L
Sulfatos (SO ₄ ⁼)	mg/L
METALES	UNIDADES
Aluminio (Al)	mg/L
Arsénico (As)	mg/L
Bario (Ba)	mg/L
Bromo (Br)	mg/L
Cadmio (Cd)	mg/L
Cinc (Zn)	mg/L
Cobalto (Co)	mg/L
Cobre (Cu)	mg/L
Cromo (Cr+6)	mg/L
Estroncio (Sr)	mg/L
Litio (Li)	mg/L
Mercurio (Hg)	mg/L
Níquel (Ni)	mg/L
Plata (Au)	mg/L
Plomo (Pb)	mg/L
Selenio (Se)	mg/L
Vanadio (V)	mg/L
ISOTOPOS	UNIDADES
Deuterio 2H	‰
Oxígeno Pesado 18O	‰
Carbono 13C	‰
Tritio 3H	UT
Carbono 14C	%CM

Es importante indicar que las zonas donde se encuentre análisis previos realizados en aguas de formación se toman como input para las interpretaciones, es decir, no deben muestrearse nuevamente.

Con los datos de los análisis hidroquímicos adquiridos se requiere realizar mapas de distribución para los parámetros in situ: pH, HCO₃, Ca, K, SO₄, Cl y salinidad para cada acuífero identificado. Los resultados hidroquímicos se representarán en diagramas de relación (Piper, Stiff, Schoeller, u otro método gráfico), que permitan determinar las facies hidrogeoquímicas. La interpretación debe incluir un análisis de zonas de recarga, acuíferos confinados o si existe infiltración de agua. Adicionalmente, se debe realizar la caracterización de isótopos estables de las muestras de agua seleccionadas incluyendo

isótopos de Oxígeno y Deuterio. La interpretación debe incluir un análisis de la probabilidad de interacción con aguas de origen meteórico.

Nota 1: En caso de que existiera información existente en el área, ésta se debe integrar como datos de entrada que permita identificar zonas con falta de información hidrogeológica donde se deba realizar el muestreo.

Nota 2: Si eventualmente no se pudiera seleccionar las 15 muestras mínimas por cada estructura analizada para realizar el muestreo requerido debido a casos fortuitos o imposibilidad de extraer la muestra de agua de formación; el pago del producto a entregar por el contratista se hará por prorratio con base en el número total de puntos muestreados.

Nota 3: El ejecutor debe recolectar muestras de agua de los potenciales reservorios y acuíferos superiores y para ello deberá seleccionar los pozos de campos activos cercanos a los prospectos seleccionados en las áreas libres para realizar el muestreo requerido.

Nota 4: Para el caso del muestreo de acuíferos superiores, el ejecutor podrá muestrear pozos hidrológicos disponibles, algibes y manantiales donde sea conocido con anterioridad el origen de las aguas a muestrear.

5. Realizar una Caracterización hidrogeológica detallada de las áreas que contienen las DIEZ (10) estructuras geológicas Onshore seleccionadas.

Con base al punto anterior e información secundaria disponible es fundamental para caracterizar la presencia, distribución y calidad del agua subterránea en las unidades hidrogeológicas asociadas. Este análisis deberá incluir la interpretación integral de información geológica y geofísica, permitiendo establecer el comportamiento hidrogeológico de cada unidad, incluyendo su dinámica de flujo, propiedades hidráulicas y conectividad. Asimismo, se procederá a delimitar las zonas de recarga del sistema, calculando tanto la recarga real como la potencial mediante métodos hidrogeológicos y climáticos. De forma complementaria, se realizará un inventario exhaustivo de fuentes de agua subterránea dentro de un radio de 1 km alrededor de cada estructura seleccionada, proporcionando información detallada sobre su ubicación, caudales y características fisicoquímicas.

Adicionalmente, se determinará la interacción geoquímica entre el CO₂ inyectado y el medio poroso, para ello se llevará a cabo un análisis geoquímico de las aguas subterráneas mediante la determinación de cationes, aniones y especies químicas relevantes, seguido de un modelado hidrogeoquímico para identificar las principales reacciones químicas que ocurren en las estructuras seleccionadas, tales como disolución, precipitación y mezclas. Este enfoque permitirá evaluar los procesos de interacción agua-roca y su influencia en la calidad del agua. Por último, se determinará la extensión y el espesor de los sellos hidráulicos presentes en la columna estratigráfica, con énfasis en su capacidad para separar las estructuras geológicas profundas de los acuíferos someros, asegurando una caracterización completa de las barreras hidráulicas que controlan la interacción vertical entre los sistemas acuíferos y las formaciones geológicas subyacentes.

El producto de esta actividad contempla un informe Hidrogeológico donde cada prospecto se desarrollará detalladamente en capítulos.

6. Elaborar mapas de correlación geográfica y análisis:

Para el caso de las emisiones de CO₂, se deberán localizar y/o asociar (Industrias, generadores de energía, producción de HC, ETC.) a partir de los reportes de emisiones disponibles GEI y correlacionar geográficamente los prospectos de almacenamiento, centros urbanos, vías de acceso, zonas ambientalmente sensibles, topografía del área de interés para el almacenamiento. Lo anterior se debe acompañar de un informe que contenga un análisis de estas variables identificando las áreas de mayor potencial para el desarrollo de almacenamientos.

7. Evaluar la integridad de los pozos existentes para el caso de yacimientos depletados en áreas libres y poder corroborar la integridad de los sellos de los potenciales almacenamientos para su disposición final en el onshore.

8. Realizar una tabla de ranqueo por riesgo que integre un análisis por riesgo geológico del reservorio y el riesgo por integridad de pozos:

(Calidad de los sellos por actividad O&G) y donde se establezca un ranking para cada reservorio, asignando valores de riesgo. También debe contener un Set de Mapas primarios de las áreas o estructuras geológicas ranqueadas y estudiadas en detalle (Acuíferos salinos y Yacimientos depletados). Se considerarán 10 estructuras en total onshore.

9. Elaborar un set de productos geológicos por cada estructura analizada en el (punto 2) - En total 10 prospectos. Se clasificarán de acuerdo con el riesgo geológico realizado arriba.

Se postulan 10 estructuras Onshore: se debe realizar dos (2) perfiles geológicos, columna con la interpretación petrofísica, una correlación estructural, mapa estructural al tope y base del reservorio, mapa isópaco y modelo estático. Se debe entregar el proyecto PETREL. Un Poster con la información geológica de los prospectos analizados. Debe tener una estimación y/o cálculo de capacidad de almacenamiento CO₂.

10. Elaborar el análisis técnico/financiero de la prefactibilidad para el desarrollo de un almacenamiento tipo en el onshore de dos (2) las estructuras estudiadas.

Se deberá realizar un análisis de los diferentes aspectos técnicos y estimar los costos hipotéticos y por separado de los procesos de transporte desde las fuentes de emisiones identificadas más cercanas y el Almacenamiento de los (10) prospectos de los analizados para la disposición definitiva de CO₂ y por último, la estimación de costos de un plan de monitoreo teórico recomendado. Este análisis deberá tener en cuenta el tipo de almacenamiento geológico, facilities disponibles, facilities por implementar.

11. Realizar el análisis de factibilidad ambiental:

El análisis de factibilidad ambiental debe abordar las implicaciones y aspectos clave asociados al desarrollo de un proyecto de almacenamiento subterráneo de CO₂ tanto como disposición final o recuperación mejorada, tomando en cuenta las condiciones ambientales específicas de cada una de las estructuras seleccionadas, DIEZ (10) estructuras en total.

Para su elaboración, será necesario, primeramente, establecer una línea base ambiental que contemple todos los medios y componentes del entorno, incluyendo agua, suelo, aire, ecosistemas y aspectos

sociales. Este proceso debe partir de la consulta de información secundaria disponible y ser complementado con controles de campo para validar y actualizar los datos.

A continuación, se llevará a cabo una evaluación general de los impactos ambientales potenciales, tanto positivos como negativos, que podrían derivarse del desarrollo de este tipo de proyectos en las áreas de las estructuras seleccionadas. Este análisis debe incluir la identificación de los medios más vulnerables y las variables más sensibles dentro del entorno, para lo cual se analizará el grado de afectación y el riesgo asociado a la actividad. Como parte del producto, será fundamental proponer medidas de mitigación específicas para minimizar los impactos negativos y potenciar los beneficios ambientales, acompañadas de un plan de monitoreo integral que permita un control continuo de las variables más críticas, especialmente en los medios vulnerables identificados. Este plan debe estar diseñado para asegurar la sostenibilidad del proyecto y garantizar el cumplimiento de las normativas ambientales aplicables.

Finalmente, se debe elaborar un inventario de emisores de CO₂ en el área (100 km de radio), evaluando su contribución actual a las emisiones de gases de efecto invernadero. Con base en la capacidad de las estructuras caracterizadas, se debe presentar una estimación de la reducción de emisiones potencial que se lograría mediante su posible implementación como almacenamiento subterráneo de CO₂ de manera definitiva, destacando escenarios de menor y mayor eficiencia.

Por último, se calculará la huella de carbono asociada al proyecto para demostrar su contribución al cumplimiento de los objetivos climáticos.

Objetivos	Actividades
1. Elaborar línea base ambiental	Identificación del área de estudio.
	Recopilación de información secundaria.
	Análisis de la información.
2. Evaluar impactos ambientales	Identificación de los impactos.
	Evaluación de los impactos.
	Establecimientos de medidas de manejo y mitigación
3. Elaborar informe de Análisis de factibilidad ambiental	Establecimiento de la estructura.
	Redacción del informe final.
4. Inventario de emisiones de CO ₂ en el área de influencia	Diagnostico y realización de informe

12. Realizar el plan de monitoreo y verificación para cada uno de los prospectos analizados (10 en total) que incluya las técnicas más apropiadas para realizar el monitoreo en los sitios prospectivos para almacenamiento de CO₂ identificados, desarrollando una guía de monitoreo y verificación antes, durante y después de la posible inyección de CO₂ en los sitios identificados.

13. Desarrollar el informe final. Documento integrador donde se plasma todos los ítems descritos arriba y adicionando un capítulo de conclusiones y compilación de recomendaciones, donde se presente el modelo 3D geológico hidrogeológico de cada estructura (cuando aplique). Adicionalmente, el informe debe contener

una propuesta de entrada comercial (si se dan las condiciones técnicas, sociales, ambientales y económicas), con una hoja de ruta en donde mencione, de acuerdo con los análisis realizados, un tiempo estimado de entrada de los proyectos, qué actores gubernamentales estarían involucrados en cada proceso, qué permisos/trámites serían necesarios, cuál sería la mejor ruta Captura-Transporte- área prospectiva para uso o almacenamiento.

- 14. Base de Datos SQL Server y Proyecto GIS:** Elaborar y entregar la base de datos SQL y archivo de copia de seguridad (backup) del proyecto los cuales deben contener toda la información recopilada y generada con compatibilidad para SQL Server Management Studio versión 19.0.2, y Proyecto GIS con todos los datos geoespaciales y producción cartográfica generada en el proyecto de acuerdo a los manuales de entrega de información técnica al BIP-EPIS.

PRODUCTOS ESPECIFICOS

Los productos ya se han mencionado junto con las actividades arriba, pero se listarán específicamente a continuación:

1. Informe diagnóstico de prospectividad de cuencas sedimentarias con potencial en Almacenamientos para CO₂.

El informe debe contener: selección de áreas geográficas con necesidades y ventajas estratégicas que sean promisorias para la prospectividad de almacenamientos Subterráneos para CO₂. Analizar la posibilidad de inyectar el CO₂ capturable en Colombia en áreas o estructuras de campos maduros de O&G o acuíferos salinos y determinar sus implicaciones o limitantes, así como los caudales previstos. Se debe entregar un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con el diagnóstico de prospectividad de áreas con potencial para almacenar CO₂; capítulo con la selección de áreas geográficas promisorias para almacenamiento de CO₂; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

2. Informe del análisis geológico detallado de áreas y estructuras geológicas promisorias - (10 prospectos).

El informe debe contener: información geológica disponible de campos depletados y acuíferos salinos que cumplan con los criterios de selección dados en las actividades asociadas. Análisis de calidad de estructuras y reservorio para almacenamientos de CO₂ de acuerdo con metodologías conocidas. Informe geológico donde cada prospecto se desarrollará detalladamente en capítulos. Simultáneamente a la evaluación geológica de cada prospecto se debe realizar un ranqueo por riesgo geológico. Realizar el análisis geológico integral según las metodologías empleadas en los países que han estudiado e implementado almacenamientos subterráneos de CO₂. Estas metodologías incluirán el flujo de trabajo del almacenamiento geológico de CO₂, la disponibilidad de los datos, caracterización en términos de capacidad, inyectividad y almacenamiento seguro, así como la estimación de la capacidad de almacenamiento.

Realizar un modelamiento geológico teniendo en cuenta cada uno de sus parámetros geológicos y geofísicos detallados en el análisis geológico integral y modelamiento de las estructuras geológicas Onshore seleccionadas y consecuentemente poder estimar caudales hipotéticos de inyección que podrían admitir las formaciones con las características geológicas encontradas, fases del fluido a inyectar: (CO₂ en fase gaseosa o líquida), presiones, volúmenes potenciales de almacenamiento, etc.

3. Informe con la campaña de muestreo de núcleos y ripios de perforación, análisis DRX para la roca sello y reservorio y caracterización mineralógica en los sitios seleccionados para almacenamiento geológico de CO₂.

El informe debe contener la localización de los puntos de muestreo, indicar las formaciones a muestrear, profundidad, cantidad de muestras a tomar, metodología empleada para la toma de muestras y puntos de muestreo mineralógicos en núcleos o ripios de la roca reservorio y sello. Adicionalmente, debe contener las tablas y gráficas de la data cruda de los análisis de DRX para las muestras seleccionadas. Se debe incluir los difractogramas de las muestras analizadas y la identificación de los minerales principales existentes en las muestras. Por último, se debe incluir las posibles reacciones químicas que puedan ocurrir en una eventual inyección de CO₂ tanto en la roca sello como en el reservorio, así como indicar los procesos de disolución y precipitación mineralógica. El informe debe contener los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo de los resultados de la campaña de muestreo; capítulo con la interpretación y caracterización mineralógica; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

4. Informe de la campaña de muestreo y análisis Hidrogeológico e Hidrogeoquímico

El informe debe contener para cada estructura onshore definida la caracterización y análisis hidrogeológico, para ello se debe identificar los acuíferos someros y profundos, determinando sus propiedades hidráulicas clave, como la porosidad efectiva, la conductividad hidráulica y el coeficiente de almacenamiento, las cuales determinan la capacidad de almacenamiento y el comportamiento del flujo de agua subterránea. Además, se deberá realizar la delimitación de las zonas de recarga y descarga mediante el análisis de los flujos regionales y locales, lo que permitirá definir los puntos de ingreso y salida del agua dentro del sistema. A su vez se debe determinar la calidad del agua subterránea de los acuíferos someros realizando un inventario de los puntos ubicados dentro de un radio de 1 km alrededor de cada estructura seleccionada y determinando las características fisicoquímicas e isotópicas de al menos 10 puntos identificados en cada estructura, caracterizando los parámetros presentados en la tabla 1.

Debe realizarse la caracterización Geoquímica e Hidrogeoquímica que permita determinar interacción entre el CO₂ potencialmente inyectado y los fluidos presentes en las estructuras seleccionadas, para ello se debe indicar los puntos de muestra de agua de los reservorios escogidos. Los parámetros a determinar son los establecidos en la tabla 1 y correspondientes como mínimo 15 muestras de agua de formación para cada estructura (10 estructuras) (15 muestras por estructura para análisis fisicoquímicos y 15 muestras por estructura para isótopos estables). Con base en los resultados hidroquímicos se debe realizar una evaluación de reacciones agua-roca-CO₂, identificar procesos como disolución de minerales, precipitación de carbonatos, y acidificación del agua subterránea, realizando para ello un Modelado hidrogeoquímico usando softwares correspondientes para predecir la interacción

química del CO₂ con el medio poroso y los cambios en la mineralogía y considerando los resultados de los análisis DRX solicitados. Se debe entregar el modelo hidrogeoquímico generado.

El informe debe contener los mapas de distribución para los parámetros in situ: pH, HCO₃⁻, Ca, K, SO₄²⁻, Cl y salinidad para cada acuífero identificado. Se deben entregar diagramas de relación (Piper, Stiff, Schoeller, u otro método gráfico), que permitan determinar las facies hidrogeoquímicas. La interpretación debe incluir un análisis de zonas de recarga, acuíferos confinados o si existe infiltración de agua. Adicionalmente, se debe realizar la caracterización de isótopos estables de las muestras de agua seleccionadas incluyendo isótopos de Oxígeno y Deuterio. La interpretación debe incluir un análisis de la probabilidad de interacción con aguas de origen meteórico.

5. Informe de la caracterización Hidrogeológica detallado de cada una de las DIEZ áreas:

Se debe detallar la caracterización integral de cada estructura onshore seleccionada, considerando tanto los aspectos hidrogeológicos como hidrogeoquímicos del sistema. En términos hidrogeológicos, se deben identificar los acuíferos someros y profundos, evaluando sus propiedades hidráulicas fundamentales, como la porosidad efectiva, la conductividad hidráulica y el coeficiente de almacenamiento, que determinan la dinámica del flujo subterráneo y la capacidad de almacenamiento de los acuíferos.

Adicionalmente, el informe debe incluir la delimitación de zonas de recarga y descarga mediante análisis de flujos regionales y locales, definiendo así los puntos de ingreso y salida del agua dentro del sistema. Para complementar, se deberá realizar un inventario de puntos de agua subterránea en un radio de 1 km alrededor de cada estructura, con la caracterización fisicoquímica e isotópica de al menos 10 puntos seleccionados por estructura, considerando parámetros como pH, conductividad eléctrica, alcalinidad, cationes, aniones y metales trazados en la tabla 1.

En cuanto al análisis hidrogeoquímico, el informe deberá presentar una evaluación de la interacción química entre el CO₂ potencialmente inyectado y los fluidos presentes en los reservorios seleccionados. Esto incluirá la recolección y análisis de muestras de agua de las unidades del reservorio, así como de las unidades suprayacentes e infrayacentes, seleccionando al menos 15 puntos por estructura para análisis fisicoquímicos e isotópicos estables (isótopos de oxígeno y deuterio). Con base en los resultados hidroquímicos, se debe realizar una evaluación de las reacciones agua-roca-CO₂, identificando procesos como disolución de minerales, precipitación de carbonatos y acidificación del agua subterránea. Esta evaluación debe estar respaldada por modelado hidrogeoquímico utilizando herramientas especializadas como PHREEQC o TOUGHREACT, considerando los resultados de difracción de rayos X (DRX) para analizar cambios mineralógicos en las unidades geológicas involucradas.

El informe deberá presentar mapas de distribución espacial de parámetros como pH, bicarbonatos (HCO₃⁻), calcio (Ca²⁺), potasio (K⁺), sulfatos (SO₄²⁻), cloruros (Cl⁻) y salinidad, diferenciando entre los acuíferos identificados. Asimismo, los resultados hidroquímicos deben representarse gráficamente en diagramas como Piper, Stiff o Schoeller, para identificar facies hidrogeoquímicas y evaluar procesos de mezcla, recarga o infiltración. La interpretación isotópica debe incluir análisis de las probabilidades de interacción con aguas meteóricas, apoyada en una evaluación de la estabilidad del sistema

hidrogeológico frente a la inyección de CO₂. Finalmente, las zonas con datos históricos de aguas de formación deberán usarse como insumos para las interpretaciones, evitando muestreos duplicados, y todas las interpretaciones deben reflejar la interacción entre las condiciones geológicas e hidrogeológicas con los escenarios potenciales de inyección de CO₂.

6. Elaborar mapas de correlación geográfica y su correspondiente informe análisis.

El informe debe contener: localización de industrias, generadores de energía, producción de HC, ETC., a partir de los reportes de emisiones disponibles GEI y correlacionar geográficamente los prospectos de almacenamiento, centros urbanos, vías de acceso, zonas ambientalmente sensibles, topografía del área de interés para el almacenamiento. Análisis de estas variables identificando las áreas de mayor potencial para el desarrollo de almacenamientos. Se debe entregar un mapa por cada prospecto (10 mapas) y 1 informe que integre los prospectos y que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con la integración de la información de cada prospecto; capítulo con los mapas de correlación geográfica por cada prospecto; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

7. Informe de integridad de los pozos existentes en el caso de prospectos en campos depletados.

El informe debe contener: corroborar la integridad de los sellos de los potenciales almacenamientos para su disposición final en el onshore. Se debe entregar un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con la evaluación de la integridad de los pozos existentes en campos depletados; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

8. Informe de clasificación/ranqueo que contenga una tabla de riesgo integrando un análisis por riesgo geológico del reservorio y el riesgo por integridad de pozos.

El informe debe contener: calidad de los sellos por actividad O&G y establecer un ranking para cada reservorio, asignando valores de riesgo. Set de mapas primarios de las áreas o estructuras geológicas ranqueadas y estudiadas en detalle (acuíferos salinos y yacimientos depletados). Se debe entregar un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con la tabla de riesgo que permita realizar el ranqueo de las estructuras analizadas; capítulo con los mapas primarios de las áreas o estructuras geológicas ranqueadas y estudiadas en detalle (acuíferos salinos y yacimientos depletados); capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

9. Set de productos geológicos por cada estructura analizada (En total 10 estructuras geológicas).

A cada una de las DIEZ (10) estructuras en el Onshore se le debe elaborar los siguientes aspectos:

1. Dos (2) perfiles geológicos locales completos que lleguen a superficie
2. Tres (3) perfiles geológicos con base a interpretación sísmica.
3. Columna con la interpretación petrofísica,
4. Tres (3) correlaciones estructurales,
5. Mapa estructural en tiempo y en profundidad al tope y base del reservorio,
6. Mapa estructural en tiempo y en profundidad al tope del sello y/o sellos de la estructura
7. Mapa estructural en tiempo y en profundidad del Basamento económico del área

8. Mapa estructural en profundidad del o de los acuíferos superiores identificados
9. Mapa isópaco del reservorio
10. Mapa isópaco del sello y/o sellos
11. Mapa de isoporosidades del reservorio
12. Mapa de isotemperatura del reservorio
13. Modelo estático en donde se debe entregar el proyecto PETREL con la interpretación sísmica y los modelamientos descritos en los puntos anteriores.
14. Elaboración de un Poster con la información geológica relevante de los prospectos analizados. Estimación y/o cálculo de capacidad de almacenamiento CO₂.

Se debe entregar el set de productos geológicos descrito arriba por cada estructura analizada (10 sets de productos geológicos en total) e igualmente un informe individual que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio y un capítulo por cada uno de los TRECE (13) ítems listados arriba.

10. Informe con un análisis técnico/financiero de la prefactibilidad para el desarrollo de un almacenamiento tipo en el onshore y otro en el offshore.

El informe debe contener: Análisis de los diferentes aspectos técnicos y estimación de los costos hipotéticos y por separado de los procesos de captura y transporte hasta el área de almacenamiento, la propia inyección (Almacenamiento) en el reservorio para su disposición final y, por último, la estimación de costos de un plan de monitoreo teórico recomendado, tomando como base un prospecto onshore y un prospecto offshore caracterizados en los puntos anteriores. Este análisis deberá tener en cuenta el tipo de almacenamiento geológico, facilities disponibles, facilities por implementar.

Este deberá tener en cuenta el tipo de almacenamiento geológico, facilities disponibles, facilities por implementar. Se debe entregar un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con el análisis técnico/financiero de la prefactibilidad para el desarrollo de un almacenamiento de tipo onshore; capítulo con el análisis técnico/financiero de la prefactibilidad para el desarrollo de un almacenamiento de tipo offshore; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

11. Informe del análisis factibilidad ambiental.

El informe debe abordar de manera integral las implicaciones ambientales de un proyecto de almacenamiento subterráneo de CO₂ para su disposición definitiva considerando las particularidades ambientales de cada estructura seleccionada, considerando la línea base ambiental exhaustiva que evalúe todos los componentes del entorno, incluyendo agua, suelo, aire, ecosistemas y aspectos sociales de cada uno de las áreas seleccionadas, DIEZ (10) áreas en total.

Este proceso debe incluir tanto la recopilación de información secundaria disponible como la realización de controles de campo para validar y actualizar los datos, asegurando que reflejen las condiciones actuales del área de estudio. Se debe presentar la evaluación de impactos ambientales (justificando la metodología utilizada), identificando y analizando los posibles efectos positivos y negativos que podrían derivarse del proyecto, evaluando su magnitud, alcance y duración. Esto incluirá un análisis detallado

de los medios más vulnerables (por ejemplo, acuíferos someros, ecosistemas sensibles o comunidades cercanas) y las variables más críticas (como calidad del agua subterránea, emisiones atmosféricas de CO₂ y cambios en el uso del suelo). El grado de afectación y el nivel de riesgo asociado a cada impacto identificado deben ser evaluados de manera técnica, con base en metodologías reconocidas de evaluación ambiental. Además, el informe debe proponer medidas de mitigación específicas orientadas a reducir los impactos negativos y a potenciar los beneficios ambientales asociados al proyecto. Estas medidas deben incluir acciones como la protección de los acuíferos someros mediante barreras físicas, la implementación de tecnologías avanzadas de sellado en los pozos de inyección y la promoción de prácticas sostenibles en la operación. Junto con estas medidas, el informe debe incluir un plan de monitoreo ambiental integral que permita controlar de forma continua las variables más críticas, como la calidad del agua y el aire, así como posibles fugas de CO₂.

Finalmente, el informe debe incluir un inventario de emisores de CO₂ en el área de influencia, evaluando su contribución actual a las emisiones de gases de efecto invernadero. Basándose en la capacidad de almacenamiento de las estructuras caracterizadas, el informe deberá presentar una estimación cuantitativa de la reducción de emisiones que se lograría mediante su uso para el almacenamiento subterráneo de CO₂, destacando escenarios de menor y mayor eficiencia. Adicionalmente, se calculará la huella de carbono (suponiendo que un proyecto de almacenamiento estuviera lugar en los sitios seleccionados), permitiendo demostrar su contribución a los objetivos climáticos y su alineación con estrategias globales de mitigación del cambio climático. Este análisis consolidará los beneficios del proyecto como herramienta para la reducción de emisiones y la transición hacia prácticas industriales sostenibles.

12. Informe con el plan de monitoreo y verificación.

El informe debe contener el desarrollo de un posible plan de monitoreo y verificación para cada uno de los prospectos analizados (10 en total) que incluya las técnicas más apropiadas para realizar el monitoreo en los sitios prospectivos para almacenamiento de CO₂ identificados, desarrollando una guía de monitoreo y verificación antes, durante y después de la posible inyección de CO₂ en los sitios identificados.

13. Informe final.

El informe debe contener: Documento integrador donde se plasma todos los ítems descritos anteriormente y adicionando un capítulo de conclusiones y compilación de recomendaciones. Propuesta de entrada comercial, con una hoja de ruta en donde mencione, de acuerdo con los análisis realizados, un tiempo estimado de entrada de los proyectos, qué actores gubernamentales estarían involucrados en cada proceso, qué permisos/trámites serían necesarios, cuál sería la mejor ruta Captura-Transporte- área prospectiva para uso o almacenamiento. Se debe entregar un informe final que integre los resultados del proyecto.

14. Base de Datos SQL Server y Proyecto GIS:

Elaborar y entregar la base de datos SQL y archivo de copia de seguridad (backup) del proyecto los cuales deben contener toda la información recopilada y generada con compatibilidad para SQL Server Management Studio versión 19.0.2, y Proyecto GIS con todos los datos geoespaciales y producción

cartográfica generada en el proyecto de acuerdo a los manuales de entrega de información técnica al BIP-EPIS.

NOTA: Los productos serán entregados a revisión de la supervisión y al EPIS del SGC conocidos como Banco de Información Petrolera cumpliendo con lo estipulado en el manual de entrega Técnico del EPIS del SGC.

PLAZO DE EJECUCIÓN: El proyecto se realizará en el año 2025 con un plazo estimado de ejecución de 7 meses, con plazo máximo de finalización a diciembre 15 de 2025.

PERSONAL MÍNIMO

Personal Mínimo					
Perfil	Título Profesional	Posgrado	Experiencia profesional	Experiencia Específica	Cantidad
Director del proyecto	Geología y otros programas de ciencias naturales como ingeniería geológica, ingeniería de petróleos.	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos como coordinador y/o, supervisor y/o director en proyectos de caracterización o modelado de yacimientos o geológico, recobro mejorado o en temáticas CCUS.	1
Asesor en CCUS	Geología y otros programas de ciencias naturales como ingeniería de petróleos, ingeniería química, ingeniería geológica.	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en proyectos de CCUS o de recobro mejorado usando CO ₂ .	1
Asesor experto en captación y transporte de O ₂	Geología y otros programas de ciencias naturales como ingeniería geológica, ingeniería de petróleos, ingeniería química, ingeniería civil, ingeniería mecánica.	Maestría o Doctorado	Ocho (8) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia relacionada con procesos de captación y/o transporte de CO ₂ o gas natural.	1
Asesor o Líder de Modelamiento	Geología y otros programas de ciencias naturales como ingeniería geológica, ingeniería de petróleos.	Maestría o Doctorado	Siete (7) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en modelamiento de yacimientos o modelamiento geológico	1
Interprete sísmico	Geología y otros programas de ciencias naturales como ingeniería geológica, ingeniería de petróleos.	Maestría	Cinco (5) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia en simulación de yacimientos	1

Petrofísico	Geología y otros programas de ciencias naturales como ingeniería geológica, ingeniería de petróleos.	Maestría	Cinco (5) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia en petrofísica	1
Hidroggeoquímico	Geología y otros programas de ciencias naturales como química, ingeniería de petróleos, ingeniería química, ingeniería geológica.	Maestría	Cinco (5) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia relacionada con hidroggeoquímica o hidroquímica	1
Hidroggeólogo	Geología y otros programas de ciencias naturales como Ingeniería Geológica, Ingeniería Civil Ingeniería Ambiental, Ingeniería Sanitaria, Ingeniería Química, Ingeniería de Petróleos, Ingeniería de Minas, Ingeniería Agrícola, Ingeniería Agronómica, Ingeniería Forestal.	Maestría	Cinco (5) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia relacionada con hidroggeoquímica o hidroquímica	1
Geólogo	Geología y otros programas de ciencias naturales como ingeniería geológica, ingeniería de petróleos, ingeniería química, química	Maestría	Cinco (5) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia en interpretación de análisis de DRX.	1
Profesional SIG	Geología y otros programas de ciencias naturales como ingeniería geológica, ingeniería de petróleos, ingeniería catastral, ingeniería topográfica, ingeniería de minas.	Especialización	Cinco (5) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia como profesional SIG.	1
Ingeniero de integridad de pozos	Ingeniería de petróleos	Especialización	Ocho (8) años de experiencia profesional	Cinco (5) años o 5 proyectos deben comprobar experiencia relacionada con trabajos de integridad de pozos, workover, producción o abandono de pozos.	1
Profesional en recuperación mejorada EOR-inyección con CO2	Geología y otros programas de ciencias naturales como ingeniería geológica, ingeniería de petróleos, ingeniería química.	Maestría	Ocho (8) años de experiencia profesional	Cinco (5) años o 5 proyectos deben comprobar experiencia relacionada con yacimientos y producción de hidrocarburos, recobro mejorado de petróleo/gas.	1
Profesional en economía de proyectos O&G	Economía, ingeniería financiera, ingeniería industrial, administrador de empresas.	Especialización	Ocho (8) años de experiencia profesional	Cinco (5) años o 5 proyectos deben comprobar experiencia en planeación financiera y desarrollo de proyectos de inversión de ingeniería.	1
Profesional en ingeniería ambiental	Ingeniería ambiental, ingeniería sanitaria, administración ambiental.	Especialización	Cinco (5) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia en estudios de impacto ambiental, viabilidad ambiental, ingeniería ambiental en la industria minero-energética.	1

	<p align="center">AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO</p>	<p>ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 21 de 25</p>
---	--	--

Profesional administrativo	Administración de empresas, ingeniería ambiental.	Especialización	Cinco (5) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia en proyectos energéticos en temas administrativos y gestión de actividades de campo.	1
----------------------------	---	-----------------	---	--	---

Tabla 1. Tabla de personal mínimo

LUGAR DE EJECUCION:

Las áreas objeto de estudio son las Cuencas sedimentarias de Colombia onshore cercanas a las fuentes de emisión de CO₂ y dependiendo de las estructuras sedimentarias a seleccionar. Se puede ver en detalle en el mapa de cuencas de interés, Figura 1. En relación con lo anterior, el ejecutor que seleccionar DIIEZ (10) prospectos y tendrá que ir a campo a desarrollar la campaña de muestreo hidrogeoquímico descrito en el punto 4.

Por otro lado, existe una fase de análisis en laboratorios y trabajo de oficina que se desarrollara según la estrategia operativa y jurisdicción del ejecutor.

PROPUESTA ECONÓMICA:

Se requiere cotizar el presente proyecto por cotización por productos, a continuación, **se relaciona la tabla 2a y 2b dependiendo de la naturaleza de su organización. Tabla 2a para aquellas compañías privadas obligadas a reportar IVA y la tabla de cotización 2b para aquellas organizaciones que no reportan IVA pero si otras clases de gastos y administraciones como es el caso de las Universidades.** Adjunto al presente sodeo se encuentra las referidas hojas de cálculo para mayor facilidad en su diligenciamiento.

NOTA 1: Las tablas de cotización deben estar diligenciadas en pesos colombianos y debe tener incluido todos los costos directos e indirectos, con sus respectivas tasas e impuestos proyectadas al año 2025, además de todos los gastos contingentes y todos aquellos que resulten necesarios para la ejecución del contrato en las condiciones de tiempo requeridos. Tener en cuenta los respectivos impuestos sin importar que algunos de los perfiles puedan estar contratados en el exterior con moneda diferente al peso colombiano.

NOTA 2: Cotización por productos:

- Las tarifas deben ser sumas fijas, no sujetas a reajuste o modificaciones de ninguna clase.
- En los valores unitarios de cada producto deben estar incluidos todos los costos administrativos, financieros y técnicos como (personal técnico y Software) indispensables para la ejecución del proyecto.
- Software: Se enfatiza que en la estimación de los costos de los productos que requieren un software específico de SIG o similares, este incluido el costo por el licenciamiento.

	<p align="center">AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO</p>	<p>ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 22 de 25</p>
---	--	--

NOTA 3: Se solicita DILIGENCIAR LA FORMA DE COTIZACIÓN POR PRODUCTOS SIN CAMBIAR LAS TABLAS ECONÓMICAS PROPUESTAS con el fin de poder ser comparada y analizada junto con otras respuestas. Si estas tablas son ajustadas, difícilmente podrán ser ingresadas al análisis económico previsto. Si se tienen propuestas, comentarios, recomendaciones o cualquier otro concepto que no se haya incluido dentro del formato para el sondeo, por favor allegarlas como comentarios por aparte.

1. COTIZACIÓN POR PRODUCTOS

Tabla 2a. Cotización consolidada por productos (dirigido a privados obligados a declarar IVA del 19%).

TABLA 2a. COTIZACIÓN CONSOLIDADA DE PRODUCTOS (dirigido a privados obligados a declarar IVA del 19% - fila 27)				
Item	Producto	Cantidad	Valor unitario (\$ COP)	Valor Total (\$ COP)
1	Informe diagnóstico de prospectividad de cuencas sedimentarias con potencial en almacenamientos para CO2	1		0
2	Informe del análisis geológico y geofísico detallado de áreas y estructuras geológicas promisorias DIEZ (10) prospectos)	1		0
3	Informe con la campaña de muestreo de núcleos y rípos de perforación, análisis DRX para la roca sello y reservorio y caracterización mineralógica en los sitios seleccionados para almacenamiento geológico de CO2	1		0
	a) Muestra y Análisis DRX para roca sello	100		0
	b) Muestra y Análisis DRX para roca reservorio	100		0
4	Informe con la campana de muestreo y su análisis hidrogeológico e hidrogeoquímico	1		0
	a) Análisis físicoquímicos	150		0
	b) Isótopos estables de Oxígeno y Deuterio	150		0
5	Informe de la Caracterización hidrogeológica de las DIEZ (10) áreas	1		0
6	Elaborar mapas de correlación geográfica y su correspondiente informe análisis	10		0
		1		0
7	Informe de integridad de los pozos existentes en el caso de prospectos en campos depletados	1		0
8	Informe de clasificación/ranqueo que contenga una tabla de riesgo integrando un análisis por riesgo geológico del reservorio y el riesgo por integridad de pozos	1		0
9	Set de productos geológicos por cada estructura analizada (En total 10 estructuras geológicas).	10		0
		1		0
10	Informe con un análisis técnico/financiero de la prefactibilidad para el desarrollo de un almacenamiento tipo en el onshore	1		0
11	Informe del análisis factibilidad ambiental	1		0
12	Informe con el plan de monitoreo y verificación	1		0
13	Informe final	1		0
14	Base de Datos SQL Server y Proyecto GIS	1		0
TOTAL				0
TOTALES				
TOTAL PROYECTO (P1 + P2 + P3 + P4 + P5 + P6 + P7+ P8+P9+P10+P11+P12+P13+P14) SIN IVA pero incluyendo todos los costos administrativos y operativos			0	
IVA %19			0	
VALOR TOTAL DEL PROYECTO INCLUYENDO COSTOS, IMPUESTOS, ADMINISTRACIÓN			0	

(*) Se recomienda diligenciar el documento Excel que acompaña al presente sondeo técnico sin modificarla y enviarla el correo indicado junto con una versión PDF.

1. COTIZACIÓN POR PRODUCTOS

Tabla 2b. Cotización consolidada por productos. Dirigido a Universidades que no estan obligadas a pagar IVA pero si una administración - fila 27

TABLA 2b. COTIZACIÓN CONSOLIDADA DE PRODUCTOS (Dirigido a Universidades que no estan obligadas a pagar IVA pero si una administración - fila 27)				
Item	Producto	Cantidad	Valor unitario (\$ COP)	Valor Total (\$ COP)
1	Informe diagnóstico de prospectividad de cuencas sedimentarias con potencial en almacenamientos para CO2	1		0
2	Informe del análisis geológico y geofísico detallado de áreas y estructuras geológicas promisorias DIEZ (10) prospectos)	1		0
3	Informe con la campaña de muestreo de núcleos y rípios de perforación, análisis DRX para la roca sello y reservorio y caracterización mineralógica en los sitios seleccionados para almacenamiento geológico de CO2	1		0
	a) Muestra y Análisis DRX para roca sello	100		0
	b) Muestra y Análisis DRX para roca reservorio	100		0
4	Informe con la campana de muestreo y su análisis hidrogeológico e hidrogeoquímico	1		0
	a) Análisis fisicoquímicos	150		0
	b) Isótopos estables de Oxígeno y Deuterio	150		0
5	Informe de la Caracterización hidrogeológica de las DIEZ (10) áreas	1		0
6	Elaborar mapas de correlación geográfica y su correspondiente informe análisis	10		0
		1		0
7	Informe de integridad de los pozos existentes en el caso de prospectos en campos depletados	1		0
8	Informe de clasificación/ranqueo que contenga una tabla de riesgo integrando un análisis por riesgo geológico del reservorio y el riesgo por integridad de pozos	1		0
9	Set de productos geológicos por cada estructura analizada (En total 10 estructuras geológicas).	10		0
		1		0
10	Informe con un análisis técnico/financiero de la prefactibilidad para el desarrollo de un almacenamiento tipo en el onshore	1		0
11	Informe del análisis factibilidad ambiental	1		0
12	Informe con el plan de monitoreo y verificación	1		0
13	Informe final	1		0
14	Base de Datos SQL Server y Proyecto GIS	1		0
TOTAL				0
TOTALES				
	TOTAL PROYECTO (P1 + P2 + P3 + P4 + P5 + P6 + P7+ P8+P9+P10+P11+P12+P13+P14) SIN IVA pero incluyendo todos los costos administrativos y operativos		0	
	COSTOS, IMPUESTOS O ADMINISTRACIÓN UNIVERSIDAD O EMPRESA SIN ANIMO DE LUCRO			
	VALOR TOTAL DEL PROYECTO INCLUYENDO COSTOS, IMPUESTOS, ADMINISTRACIÓN		0	

(*) Se recomienda diligenciar el documento Excel que acompaña al presente sondeo técnico sin modificarla y enviarla el correo indicado junto con una versión PDF.

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:

	<p align="center">AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO</p>	<p>ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 25 de 25</p>
---	--	--

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.

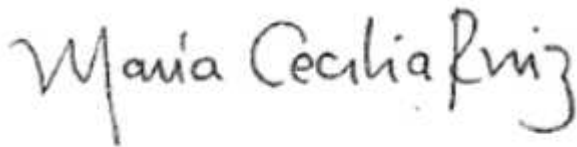
Se entenderá como empleos del nivel directivo aquellos cuyas funciones están relacionadas con la dirección de áreas misionales de la empresa y la toma de decisiones a nivel estratégico. En este sentido, serán cargos de nivel directivo los que dentro de la organización de la empresa se encuentran ubicados 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, antes del 12 de enero de 2024.

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, hasta el 13 de enero de 2024.



Maria Cecilia Ruiz Cardona
Vicepresidenta Técnica
C.C. 43.996.511

Aprobó: Maria Cecilia Ruiz Cardona – Vicepresidenta Técnica

Revisó: Yulier Sara Hernandez – Contratista – Componente jurídico de la VT -

Proyectó: Hugo Hernán Buitrago Garzón – Gestor T1 Grado 17 - Componente Técnico VT 