Al contestar cite Radicado 20232110850573 Id: 1544620
Folios: 18 Fecha: 2023-12-21 10:07:48
Anexos: 1 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: VICEPRESIDENCIA TECNICA
Destinatario: OFICINA ASESORA JURIDICA

# SONDEO DE MERCADO

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

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

## I. NUMERO DE PROCESO DE COTIZACION:

## II. DE LA NECESIDAD:

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 ($CO_2$), a través del aprovechamiento de Fuentes no Convencionales de Energía – 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 - $CO_2$ 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 Almacenamientos Subterráneos de $CO_2$.

Es así, como la Vicepresidencia Técnica ve la necesidad de obtener información geológica y técnica en los aspectos de la captación, transporte y almacenamiento de $CO_2$ debido a los posibles beneficios técnicos en la recuperación terciaria (EOR) y/o utilización de reservorios depletados de hidrocarburos para el almacenamiento definitivo de $CO_2$ 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 $CO_2$ 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 $CO_2$ y poder tener un crecimiento con una economía descarbonizada.

## III. OBJETO A CONTRATAR:

Realizar la caracterización y análisis integral para desarrollar almacenamientos subterráneos de $CO_2$ en estructuras geológicas asociadas a acuíferos salinos y yacimientos depletados O&G en áreas libres.

## 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 CO2 |
| 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 | Ingeniera de producción para petróleo o gas |
| 81 | 14 | 19 | 02 | Servicio de investigación y desarrollo de aplicaciones o tecnología |

**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 $CO_2$ 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 $CO_2$ 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 $CO_2$, el presente estudio nos ayudará a establecer cuáles de las emisiones de $CO_2$ 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 $CO_2$ 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 acerías 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.

Por último, también se tomará la posibilidad de inyección de $CO_2$ capturable en reservorios O&G actualmente en producción como técnica de recobro mejorado – EOR para definir los caudales mínimos que requeriría un proyecto tipo en Colombia y si la oferta nacional de $CO_2$ alcanzaría o no para cubrir un proyecto como estos, así como también, la estimación de costos hipotéticos que tendría este proceso.

**ACTIVIDADES DEL PROYECTO**

1. **Realizar el diagnóstico y análisis de las emisiones de $CO_2$ y su Factibilidad de uso para Almacenamientos de $CO_2$:** Con base en información existente (Informes IDEAM GEI y otros) elaborar una tabla de identificación, clasificación y localización de emisiones de $CO_2$ que detalle: Empresas, industria, zonas identificadas, departamento, volúmenes apreciables de emisión de $CO_2$ equivalentes, caudales de emisión. De la tabla de clasificación anterior, seleccionar las empresas, industrias y zonas de emisión de $CO_2$ que puedan ser potencialmente captadas haciendo uso de la tecnología existente. Tener en cuenta los volúmenes de emisión, caudales y aspectos como la constancia en la emisión de $CO_2$ y finalmente realizar un análisis de alternativas óptimas para realizar su transporte desde los puntos de captura hasta los posibles almacenamientos (Onshore

y/o el Offshore). Adicionalmente, realizar el análisis y evaluación de las diferentes tecnologías de Captura de carbono que podrían aplicarse dentro de Colombia, identificando los procedimientos técnicos, operativos, de seguridad, administrativos, así como los requisitos y obligaciones mínimas necesarias, limitantes y/o barreras para su implementación.

2. **Realizar el diagnóstico de prospectividad de cuencas sedimentarias con potencial en Almacenamientos para $CO_2$:** Teniendo en cuenta el análisis del punto anterior se deberá seleccionar áreas geográficas con necesidades y ventajas estratégicas que sean promisorias para la prospectividad de Almacenamientos Subterráneos para $CO_2$. Se deberá analizar los puntos de emisiones GEI para un hipotético desarrollo en el Onshore y, por otro lado, la prospectividad de almacenamientos para $CO_2$ en el Offshore. Esta alternativa en el Offshore es la más desarrollada a nivel mundial debido a los aspectos socio-ambientales y también se puede perfilar como una alternativa ante el futuro desarrollo de GAS en el offshore colombiano y por consiguiente, un hipotético aprovechamiento en la producción de H2 a partir del metano y/o un desarrollo de un hipotético HUB de almacenamiento de $CO_2$ que reciba y almacene $CO_2$ proveniente de la industria nacional o proveniente de otras partes del caribe. Por último, se deberá analizar la posibilidad de inyectar el $CO_2$ capturable en Colombia en áreas o estructuras de campos maduros de O&G y determinar implicaciones, limitantes como los caudales previstos, potenciales campos de aplicación de esta técnica de EOR etc.

3. **Realizar un análisis geológico de áreas y estructuras geológicas promisorias con un fuerte énfasis en Almacenamiento subterráneo:** (Campos depletados, acuíferos salinos) y que cumplan con parámetros técnicos como (profundidad adecuada, distancias a centros urbanos, cierres continuos 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 $CO_2$ de acuerdo con metodologías conocidas. Para este ejercicio técnico se requiere realizar el análisis geológico detallado de (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 **(Punto 6).** Igualmente, más abajo se listan una serie de productos geológicos mínimos a elaborar **(Punto 7).**

**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 $CO_2$. A continuación, se mencionan CINCO (5) cuencas cercanas a las fuentes de emisiones de $CO_2$ como lo son la Cuenca Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena, Valle inferior del Magdalena, Sinú San Jacinto y Llanos Orientales. De acuerdo con el punto número 1 y factores adicionales como físicos, ambientales y antrópicos, estas cuencas pueden variar. Se propone revisar de manera general CINCO (5) cuencas onshore prominentes por su cercanía a las fuentes de emisiones de $CO_2$, no obstante, para trabajar en la caracterización de áreas promisorias específicas, se propone analizar 8 reservorios y/o estructuras

Referente a lo anterior, se enfatiza en hacer primeramente una correlación geográfica entre el potencial en cada cuenca para desarrollar almacenamientos subterráneos de $CO_2$ y las ubicaciones de las fuentes de emisiones de $CO_2$ potencialmente capturables presentes en Colombia. Acá se sugiere hacer un análisis rápido, pero óptimo por cuenca con variables como distancia, profundidad,

sellos regionales, posible aprovechamiento en recobro mejorado -EOR en la industria de hidrocarburos entre otros aspectos, así como **seleccionar los 8 reservorios y/o estructuras más promisorias en el Onshore** para realizar un análisis geológico profundo.

Igualmente se propone analizar y **seleccionar 2 áreas en el Offshore** colombiano que posean un potencial para almacenamiento de $CO_2$ y realizar el respectivo análisis geológico con el objeto de caracterizar esta opción costa afuera, la cual, en la actualidad, es la opción más desarrollada a nivel mundial.

Este ejercicio en el offshore serviría como un potencial desarrollo de almacenamiento de $CO_2$ ante una posibilidad de producción de $H_2$ a través de la futura producción de Gas Natural en los campos Offshore del caribe colombiano y/o un posible HUB en el caribe en donde hipotéticamente se podría almacenar $CO_2$ proveniente tanto de la industria nacional, así como recibir y/o captar volúmenes de $CO_2$ provenientes de otras economías del Caribe dando una posible viabilidad económica.

(*) Si durante los análisis previos se observa que amerita intercambiar la cantidad de estructuras geológicas a analizar del onshore al offshore y/o viceversa, se podrían trasladar las cantidades propuestas arriba.

**DETALLE DEL ANÁLISIS GEOLOGICO DE PROSPECTOS PARA ALMACENAMIENTO DE $CO_2$:**

**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 $CO_2$ (8 estructuras geológicas por cuenca 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 $CO_2$, presión de desplazamiento en condiciones $CO_2$-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 $CO_2$ 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 $CO_2$. Estas metodologías incluirán el flujo de trabajo del almacenamiento geológico de $CO_2$, 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 $CO_2$.

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: ($CO_2$ en fase gaseosa o liquida), presiones, volúmenes potenciales de almacenamiento, etc.

4. **Realizar el muestreo, análisis fisicoquímicos y de isótopos y caracterización hidrogeoquímica en las aguas de formación de los sitios de interés.** Para cada estructura analizada por el ejecutor y que cumpla con las condiciones para muestreo, realizar el muestreo, análisis fisicoquímicos y de isótopos estables a mínimo 15 muestras de agua de formación para cada estructura (10 estructuras). Los análisis fisicoquímicos deben incluir los siguientes parámetros: conductividad eléctrica, pH, sólidos totales disueltos, temperatura, profundidad de la muestra, alcalinidad total, cationes: Calcio ($Ca^{++}$), Estroncio ($Sr_{2+}$), Hierro Total (Fe), Magnesio ($Mg_{2+}$), Manganeso (Mn), Potasio ($K_+$), Sodio ($Na_+$), aniones: Bicarbonatos ($HCO_3$-), Carbonatos ($CO_3$), Cloruros (CL-), Fosfatos ($PO4_{2-}$), Nitratos (N-$NO_3$), Nitritos (N-$NO_2$), Sulfatos ($SO4_{2-}$) y metales: Aluminio (Al), Arsénico (As), Bario (Ba), Bromo (Br), Cadmio (Cd), Cinc (Zn), Cobalto (Co), Cobre (Cu), Cromo ($Cr_{+6}$), Estroncio (Sr), Litio (Li), Mercurio (Hg), Níquel (Ni). Por último, los análisis de isótopos estables deben incluir isótopos de Oxígeno y Deuterio). Los análisis de isótopos estables deben incluir isótopos de Oxígeno y Deuterio. Es importante indicar que las zonas donde se encuentre análisis realizados en aguas de formación previos 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 fisicoquímicos: pH, $HCO_3$, Ca, K, $SO_4$, 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 desarrollada en el área, ésta se debe integrar como datos de entrada que permita identificar zonas con falta de información hidrogeoquímica 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 prorrateo con base en el número total de puntos muestreados.

5. **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 $CO_2$. 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 $CO_2$, 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 ripios de perforación; el pago del producto a entregar por el contratista se hará por prorrateo con base en el número total de puntos muestreados.

6. **Elaborar mapas de correlación geográfica y análisis**: Para el caso de las emisiones de $CO_2$, 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 y offshore.

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/offshore.

9. **Elaborar un set de productos geológicos por cada estructura analizada en el (punto 3) - En total 10 prospectos. Se clasificarán de acuerdo con el riesgo geológico realizado arriba.** Se postulan inicialmente 8 estructuras onshore y 2 estructuras Offshore pero su distribución puede ajustarse debido a aspectos técnicos): 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 $CO_2$.

10. **Elaborar el análisis técnico/financiero de la prefactibilidad para el desarrollo de un almacenamiento tipo en el onshore y otro en el offshore**. Se deberá realizar un análisis de los diferentes aspectos técnicos y estimar 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 un plan de monitoreo teórico recomendado.

    Este deberá tener en cuenta el tipo de almacenamiento geológico, facilities disponibles, facilities por implementar. Para el caso de un posible aprovechamiento de EOR, se deberá tomar un caso de mayor interés y prospectivo para su realización y analizar sus variables como los aspectos y costos de implementación, dificultades en la operación, retorno de la inversión, etc.

11. **Realizar el análisis de factibilidad ambiental** primario sobre las implicaciones y aspectos a tener en cuenta en el desarrollo de un proyecto de almacenamiento subterráneo $CO_2$ como disposición final y, por otro lado, sobre las implicaciones de inyección de $CO_2$ para recobro mejorado EOR.

12. **Realizar el análisis de Aspectos Regulatorios / Legales:** se deberá describir el marco jurídico actual de Colombia teniendo en cuenta el decreto elaborado o en elaboración por el Ministerio de Minas y Energía. Realizar insumos para el desarrollo de las posibles resoluciones para tres segmentos de la cadena de CCUS (captura, transporte y almacenamiento) derivadas del Decreto de CCUS desarrollado o en desarrollo por el Ministerio de Minas y Energía. Así mismo, identificar las barreras de entrada e implementación de estas tecnologías y modelos de proceso según la normatividad actual del país. Identificar aspectos que se encuentran y no se encuentran armonizados con los instrumentos contractuales, ambientales y de regulación técnica vigentes en Colombia.

13. **Analizar la implementación, alternativas de EOR y optimización, alternativas de monitoreo y recomendaciones técnicas:** Analizar las falencias en Colombia en cada uno de los cuatro (4) segmentos de la actividad (Captura, Transporte, Uso y Almacenamiento) para el desarrollo de almacenamientos para $CO_2$, tener en cuenta los volúmenes de $CO_2$ que la industria emite actualmente y recopilar información de las tecnologías de captura disponibles a nivel mundial para un consecuente análisis de su viabilidad de implementación en los diferentes segmentos de la industria nacional; así como su transporte hasta un almacenamiento subterráneo definitivo en el onshore u offshore. Por otro lado, su posible utilización para recobro mejorado en campos activos en el país. Por último, se deberá dar alternativas de optimización que se tendría que dar en la cadena de abastecimiento en Colombia para lograr una cadena confiable de insumos y servicios y así lograr la implementación de la tecnología a escala comercial en Colombia. Tener en cuenta los aspectos sociales y ambientales que intervienen en dichas actividades.

    En términos de costos, el ciclo de vida de un proyecto de CAC contiene en la etapa de captura la mayor porción de los costos de capital y operativos. Ambos pueden variar considerablemente en función de las características específicas de las instalaciones y la tecnología de captura elegidas. Este componente representa normalmente alrededor del 80% del coste total del proyecto.

    Por su parte, el transporte y el almacenamiento y monitoreo implican la aplicación de tecnologías mucho más conocidas y probadas, con costos significativamente menores.

14. **Desarrollar el informe final.** Documento integrador donde se plasma todos los ítems descritos arriba y adicionando un capítulo de conclusiones y compilación de recomendaciones. 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.

15. **Construir la base de Datos SQL Server 2016 R2.** Elaborar la base de datos SQL del proyecto.

**PRODUCTOS ESPECIFICOS**

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

1. **Informe diagnóstico y Análisis de las emisiones de $CO_2$ y su Factibilidad de uso para Almacenamientos de $CO_2$.** El informe debe contener: tabla de identificación, clasificación y localización de emisiones de $CO_2$ detallando la información dada en las actividades asociadas. Selección de las empresas, industrias y zonas de emisión de $CO_2$ que puedan ser potencialmente captadas haciendo uso de la tecnología existente. Análisis de alternativas óptimas para realizar su transporte desde los puntos de captura hasta los posibles almacenamientos (Onshore y/o el Offshore). Análisis y evaluación de las diferentes tecnologías de Captura de carbono que podrían aplicarse dentro de Colombia, identificando los procedimientos técnicos, operativos, de seguridad, administrativos, así como los requisitos y obligaciones mínimas necesarias, limitantes y/o barreras para su implementación. Se debe entregar un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con el diagnóstico y análisis de las emisiones de $CO_2$; capítulo con la factibilidad de uso para almacenamiento de $CO_2$; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

2. **Informe diagnóstico de prospectividad de cuencas sedimentarias con potencial en Almacenamientos para $CO_2$.** El informe debe contener: selección de áreas geográficas con necesidades y ventajas estratégicas que sean promisorias para la prospectividad de almacenamientos Subterráneos para $CO_2$. Analizar los puntos de emisiones GEI para un hipotético desarrollo en el Onshore y la prospectividad de almacenamientos para $CO_2$ en el Offshore. Analizar la posibilidad de inyectar el CO2 capturable en Colombia en áreas o estructuras de campos maduros de O&G y determinar implicaciones, limitantes como los caudales previstos, potenciales campos de aplicación de esta técnica de EOR. 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 $CO_2$; capítulo con la selección de áreas geográficas promisorias para almacenamiento de $CO_2$; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

3. **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 $CO_2$ 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 $CO_2$. Estas metodologías incluirán el flujo de trabajo del almacenamiento geológico de $CO_2$, 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/offshore seleccionadas y consecuentemente poder estimar caudales hipotéticos de inyección que podrían admitir las formaciones con las características geológicas encontradas, fases del fluido a inyectar: ($CO_2$ en fase gaseosa o liquida), presiones, volúmenes potenciales de almacenamiento, etc

4. **Informe con la campaña de muestreo de aguas de formación, análisis fisicoquímicos y de isótopos y caracterización hidrogeoquímica en los sitios seleccionados para almacenamiento geológico de $CO_2$.** 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 un mapa con la distribución de los puntos de muestreo seleccionados. Adicionalmente, debe contener las tablas de la data cruda con los resultados de los análisis realizados. Se debe incluir la información de los análisis fisicoquímicos: conductividad eléctrica, pH, sólidos totales disueltos, temperatura, profundidad de la muestra, alcalinidad total, cationes: Calcio ($Ca^{++}$), Estroncio ($Sr_{2+}$), Hierro Total (Fe), Magnesio ($Mg_{2+}$), Manganeso (Mn), Potasio ($K_+$), Sodio ($Na_+$), aniones: Bicarbonatos ($HCO_3$-), Carbonatos ($CO_3$), Cloruros (Cl-), Fosfatos ($PO_4^{2-}$), Nitratos (N-$NO_3$), Nitritos (N-$NO_2$), Sulfatos ($SO4_{2-}$) y metales: Aluminio (Al), Arsénico (As), Bario (Ba), Bromo (Br), Cadmio (Cd), Cinc (Zn), Cobalto (Co), Cobre (Cu), Cromo ($Cr_{+6}$), Estroncio (Sr), Litio (Li), Mercurio (Hg), Níquel (Ni). Los análisis de isótopos estables deben incluir la información de los isótopos de Oxígeno y Deuterio. Por último, se debe incluir el control de calidad de los datos obtenidos en laboratorio, mapas de distribución para los parámetros fisicoquímicos (pH, $HCO_3$, Ca, K, $SO_4$, Cl y salinidad) para cada acuífero identificado. Representaciones gráficas en diagramas de relación (Piper, Stiff, Schoeller, u otro método gráfico). Se debe incluir un análisis de zonas de recarga, acuíferos confinados o si existe infiltración de agua e incluir un análisis de la probabilidad de interacción con aguas de origen meteórico. Se debe entregar un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo de los resultados de la campaña de muestreo de aguas de formación; capítulo de análisis fisicoquímicos y de isótopos compuesto por tablas con la información y gráficas; capítulo con la interpretación y caracterización hidrogeoquímica e isotópica; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

5. **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 $CO_2$.** 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 $CO_2$ 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.

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 y offshore. 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).** El informe debe contener: postulación inicialmente de 8 estructuras onshore y 2 estructuras Offshore: 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 en donde se debe entregar el proyecto PETREL. Elaboración de un Poster con la información geológica relevante de los prospectos analizados. Estimación y/o cálculo de capacidad de almacenamiento $CO_2$. Se debe entregar un set de productos geológicos por cada estructura analizada (10 set de productos geológicos) y un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con la descripción de los set de productos geológicos por cada estructura analizada (2 perfiles geológicos, columna con la interpretación petrofísica, correlación estructural, mapa estructural al tope y base del reservorio, mapa isópaco y modelo estático); capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

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 un plan de monitoreo teórico recomendado. Este deberá tener en cuenta el tipo de almacenamiento geológico, facilities disponibles, facilities por implementar. Para el caso de un posible aprovechamiento de EOR, se deberá tomar un caso de mayor interés y prospectivo para su realización y analizar sus variables como los aspectos y costos de implementación, dificultades en la operación, retorno de la inversión, etc. 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 contener: implicaciones y aspectos a tener en cuenta en el desarrollo de un proyecto de almacenamiento subterráneo $CO_2$ como disposición final e implicaciones de inyección de $CO_2$ para recobro mejorado EOR. Se debe entregar un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con el análisis de factibilidad ambiental; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

12. **Informe de análisis de Aspectos Regulatorios / Legales.** El informe debe contener: la descripción del marco jurídico actual de Colombia teniendo en cuenta el decreto elaborado o en elaboración por el Ministerio de Minas y Energía. Realizar insumos para el desarrollo de las posibles resoluciones para tres segmentos de la cadena de CCUS (captura, transporte y almacenamiento) derivadas del Decreto de CCUS desarrollado o en desarrollo por el Ministerio de Minas y Energía. Así mismo, identificar las barreras de entrada e implementación de estas tecnologías y modelos de proceso según la normatividad actual del país. Identificar aspectos que se encuentran y no se encuentran armonizados con los instrumentos contractuales, ambientales y de regulación técnica vigentes en Colombia. Se debe entregar un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con el análisis de aspectos regulatorios/legales; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

13. **Informe de análisis de falencias, alternativas de EOR y optimización, alternativas de monitoreo y recomendaciones técnicas.** El informe debe contener: análisis de las falencias en Colombia en cada uno de los cuatro (4) segmentos de la actividad (Captura, Transporte, Uso y Almacenamiento) para el desarrollo de almacenamientos para $CO_2$, recopilar información de las tecnologías de captura disponibles a nivel mundial; así como su transporte hasta un almacenamiento subterráneo definitivo en el onshore u offshore. Adicionalmente, la utilización para recobro mejorado en campos activos en el país. Indicar alternativas de optimización en la cadena de abastecimiento en Colombia para lograr una cadena confiable de insumos y servicios; teniendo en cuenta aspectos sociales y ambientales. Se debe entregar un informe que contenga los siguientes capítulos mínimos: capítulo introductorio; capítulo con el análisis de falencias, alternativas de EOR y optimización, alternativas de monitoreo y recomendaciones técnicas; capítulo de discusión de resultados; capítulo de conclusiones y recomendaciones.

14. **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.

15. **Base de Datos SQL Server 2016 R2.** Elaborar la base de datos SQL del proyecto. Se debe entregar una base de datos SQL para todo el proyecto.

**NOTA:** Los productos serán entregados a revisión de la supervisión y al EPISS 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 2024 con un plazo estimado de ejecución de 9 meses, con plazo máximo de finalización a diciembre 31 de 2024.

**PERSONAL MÍNIMO**

| Item | Cargo | Cant | Profesión | Perfil |
|---|---|---|---|---|
| 1 | **Director de Proyecto** | 1 | Profesional geólogo, ingeniero geólogo, ingeniero de petróleos, geofísico o ingeniero geofísico. | Experiencia profesional de QUINCE (15) años en la industria O&G, demostrar la participación especifica en al menos CINCO (5) proyectos como director, cordinador, gerente de proyectos y/o lider de proyectos O&G. Demostrar la participación en al menos 1 proyecto de almacenamiento subterráneo de CO2 o Gas Natural |
| 2 | **Asesor experto en Captación y Transporte de CO2** | 1 | Profesional geólogo, ingeniero geólogo, ingeniero de petróleos, geofísico o ingeniero geofísico. | Experiencia profesional relacionada de CINCO (5) años relacionados a los procesos de captación y/o Transporte de CO2 o CINCO (5) proyectos en Captación o Transporte. |
| 3 | **Asesor experto subsuelo - Almacenamiento de CO2.** | 1 | Profesional Geólogo, Ingeniero geólogo. | Experiencia profesional relacionada de DIEZ (10) años en la evaluación de reservorios y demostrar la participación en al menos DOS (2) proyectos relacionados a CO2 en la tematica de evaluación de reservorios. |
| 4 | **Geólogos petrofísicos** | 4 | Profesional Geólogo, Ingeniero Geólogo, Ingeniero de petróleos. | Experiencia profesional relacionada de CINCO (5) años en evaluación petrófisica. |
| 5 | **Geologos modeladores de Reservorios** | 6 | Profesional Geólogo, Ingeniero Geólogo, geofísico. | Experiencia profesional relacionada de CINCO (5) años en modelamiento estatico de reservorios. |
| 6 | **Interpretes de sísmica** | 4 | Profesional Geólogo, Ingeniero Geólogo, geofísico. | Experiencia profesional relacionada de CINCO (5) años en interpretación sísmica |
| 7 | **Geólogo** | 1 | Profesional geólogo, ingeniero geológo, químico, ingeniero químico o áreas afines*. | Experiencia profesional relacionada de CINCO (5) años en interpretación de análisis de DRX. |
| 8 | **Hidrogeoquímico** | 1 | Profesional geólogo, ingeniero geólogo, químico, ingeniero químico o áreas afines*. | Experiencia profesional relacionada de CINCO (5) años en hidrogeoquímica o hidroquímica. |
| 9 | **Experto SIG** | 1 | Profesional en Ingenieria en cualquier disciplina o geología con experiencia en SIG. | Experiencia profesional relacionada de CINCO (5) años como profesional SIG o demostrar 10 proyectos en esta rama. |
| 10 | **Ingeniero experto en evaluación de integridad de pozos** | 1 | Profesional Ingeniero de petróleos. | Experiencia profesional de DIEZ (10) años en la industria O&G relacionada a trabajos con integridad de pozos: work over, producción o avandonos de pozos. |
| 11 | **Asesor experto en recuperación mejorada EOR - Inyección con CO2** | 1 | Profesional Ingeniero de petróleos, Ingeniero Químico, geólogo o ingeniero geólogo. | Experiencia profesional de QUINCE (15) años en la industria O&G relacionada a yacimientos y producción de hidrocarburos y demostrar la participación de al menos DOS (2) proyectos de CO2. |
| 12 | **Asesor en economia de proyectos O&G - Almacenamientos** | 1 | Profesional en el área financiera, economia o Ingeniería. | Experiencia profesional de QUINCE (15) años en planeación financiera y desarrollo de proyectos de inversión de ingeniería. |
| 13 | **Ingeniero ambiental O&G** | 1 | Profesional en Ingenieria ambiental o administración ambiental. | Experiencia profesional de DIEZ (10) años en la industria minero-energetica y con expecialización en relacionada. |
| 14 | **Asesor experto en legislación Minero-energetica** | 1 | Profesional en derecho con especialización en derecho minero-energético. | Experiencia profesional de QUINCE (15) Años en temas minero-energéticos y con especialización en derecho minero energético. |
| 15 | **Administrativo** | 1 | Profesional graduado en áreas administrativas. | Experiencia profesional de CINCO (5) años en proyectos energéticos en temas administrativos y gestión de actividades de campo. |

*De conformidad con lo indicado en el SNIES del Ministerio de Educación Nacional.

**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 $CO_2$ y/o aquellas cuencas con posible implementación de inyección de $CO_2$ como estrategia de recobro mejorado (EOR). Igualmente se tomarán áreas de estudio en el Offshore para su estudio de factibilidad para el almacenamiento. La fase de oficina, así como la fase de laboratorio se desarrollaría en el lugar donde tenga jurisdicción el ejecutor.

**PROPUESTA ECONÓMICA:**

Se requiere cotizar el presente proyecto por cotización por productos, a continuación, se relaciona la tabla 2 como guía, pero igualmente se adjunta el Excel para mayor facilidad en su diligenciamiento.

## 1. COTIZACIÓN POR PRODUCTOS

**Tabla 2. Cotización consolidada por productos**

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

| TABLA 2. COTIZACIÓN CONSOLIDADA DE PRODUCTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Item** | **Producto** | **Cantidad** | **Valor unitario ($ COP)** | **Valor Total ($ COP)** |
| 1 | Informe diagnóstico y Análisis de las emisiones de CO2 y su Factibilidad de uso para Almacenamientos de CO2. | 1 informe | N/A | |
| 2 | Informe diagnóstico de prospectividad de cuencas sedimentarias con potencial en Almacenamientos para CO2. | 1 informe | N/A | |
| 3 | Informe del análisis geológico detallado de áreas y estructuras geológicas promisorias - (10 prospectos). | 1 informe | N/A | |
| 4 | Informe con la campaña de muestreo de aguas de formación, análisis fisicoquímicos y de isótopos y caracterización hidrogeoquímica en los sitios seleccionados para almacenamiento geológico de CO2. | Muestreo y análisis fisicoquimicos e isotópicos (15 muestras de agua de formación para cada estructura) | | 0 |
| | | 1 informe | N/A | |
| 5 | 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. | Muestreo y análisis mineralógicos DRX (10 muestras para la roca sello para cada estructura) | | 0 |
| | | Muestreo y análisis mineralógicos DRX (10 muestras para la roca reservorio para cada estructura) | | 0 |
| | | 1 informe | N/A | |
| 6 | Mapas de correlación geográfica y su correspondiente informe análisis. | 10 mapas | | 0 |
| | | 1 informe | N/A | |
| 7 | Informe de integridad de los pozos existentes en el caso de prospectos en campos depletados. | 1 informe | N/A | |
| 8 | Informe de clasificación/rankeo que contenga una la tabla de riesgo integrando un análisis por riesgo geológico del reservorio y el riesgo por integridad de pozos. | 1 informe | N/A | |
| 9 | Set de productos geológicos por cada estructura analizada. | 10 set de productos geológicos | | 0 |
| | | 1 informe | | |
| 10 | Informe con un análisis técnico/financiero de factibilidad. | 1 informe | N/A | |
| 11 | Informe del análisis de factibilidad ambiental. | 1 informe | N/A | |
| 12 | Informe de análisis de Aspectos Legales. | 1 informe | N/A | |
| 13 | Informe de análisis de falencias, alternativas de EOR y optimización, alternativas de monitoreo y recomendaciones técnicas. | 1 informe | N/A | |
| 14 | Informe final. | 1 informe | N/A | |
| 15 | Base de Datos SQL Server 2016 R2. | 1 base de datos SQL | N/A | |
| | **TOTAL TOTAL DEL PROYECTO** | 0 | | |
| **TOTALES** | | | | |
| | **TOTAL PROYECTO (P1 + P2 + P3 + P4 + P5 + P6 + P7 + P8 + P9 + P10 + P11 + P12 + P13+P14+P15) SIN IVA** | 0 | | |
| | **IVA 19%** | 0 | | |
| | **TOTAL PROYECTO (1 + 2) INCLUYENDO IVA** | 0 | | |

**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 2024, 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.

**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.

**MIPYMES:**

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

**SI____ NO____**

**EMPRENDIMIENTOS Y EMPRESAS DE MUJERES:**

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

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

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

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

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

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

**SI____ NO___**

**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 29 de diciembre de 2023.

**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 29 de diciembre de 2023

**Carlos Alberto Rey González**
**Vicepresidente Técnico (E)**
**Agencia Nacional de Hidrocarburos**

Anexo: uno (1) archivo tipo Excel - Tabla de presupuesto

Aprobó: Carlos Alberto Rey – Vicepresidente Técnico (e)

Revisó: Hugo Hernán Buitrago – Gerente Gestión del Conocimiento

Proyectó: Leidy Alexandra Delgado Blanco / Contrato No.230 de 2023 / Componente Técnico