



Al contestar cite Radicado 20232110857983 Id: 1546429  
Folios: 14 Fecha: 2023-12-27 15:27:15  
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 delegan a la Agencia Nacional de Hidrocarburos 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<sub>2</sub>), a través del aprovechamiento de Fuentes no Convencionales de Energía – FNCE.

Con base en esta delegación otorgada a la ANH y a la estructuración de proyectos relacionados con almacenamiento subterráneo de CO<sub>2</sub> se plantea la realización de este proyecto el cual investigará si los sitios seleccionados para una posible inyección de CO<sub>2</sub> son seguros durante y posteriormente a la inyección en el subsuelo. De esta manera el análisis y caracterización geológica de yacimientos depletados permite identificar y priorizar áreas para uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el país.

### III. OBJETO A CONTRATAR:

Realizar la caracterización geológica de yacimientos depletados para uso y almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en 3 áreas seleccionadas.

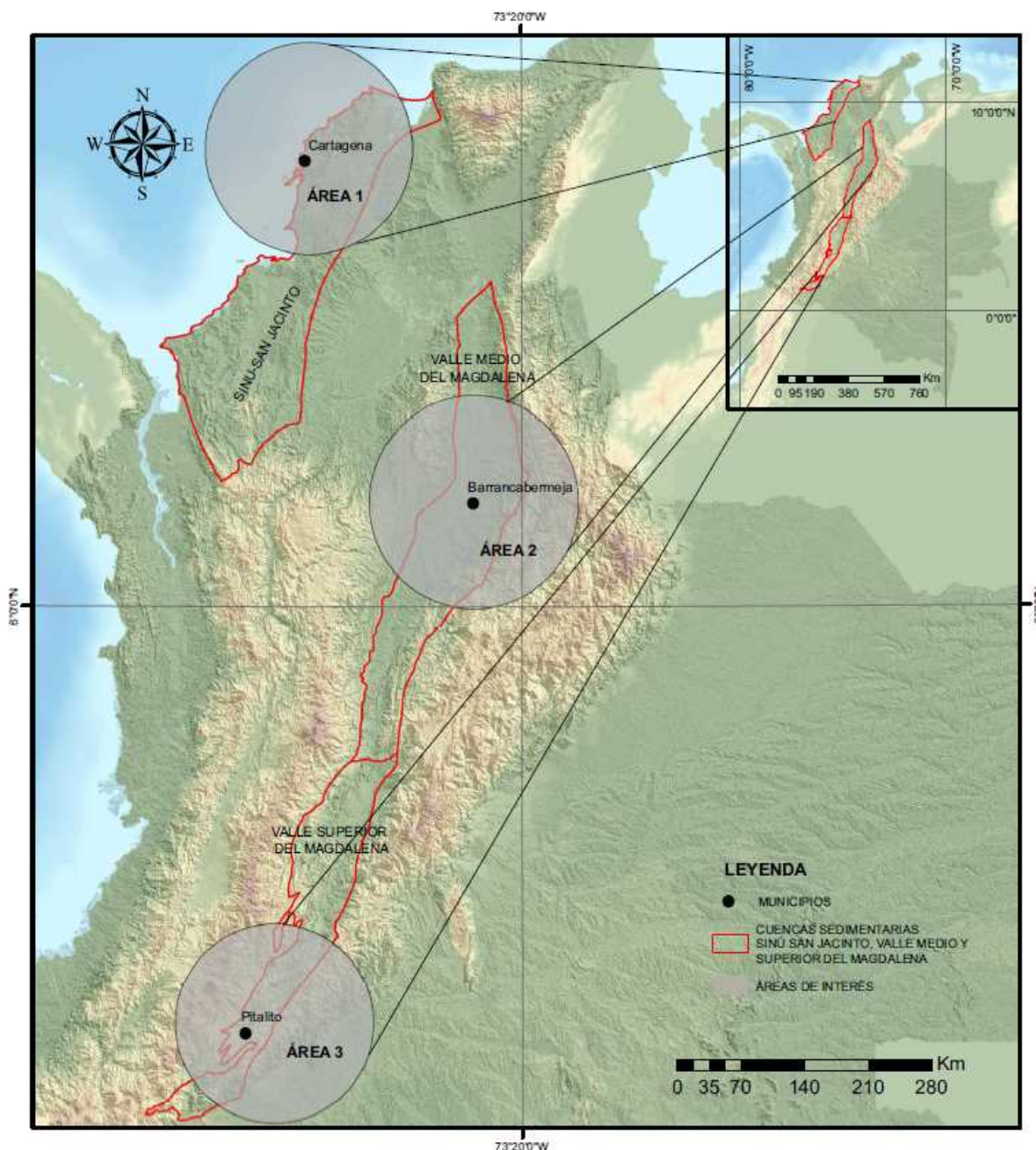
**IV. CÓDIGO UNSPSC (The United Nations Standard Products and Services Code® - UNSPSC, Código Estándar de Productos y Servicios de Naciones Unidas), correspondiente al bien, obra o servicios a contratar:**

Identifique el o los Códigos UNSPSC:

SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE
71	12	30	00	Servicios integrados
71	15	13	00	Servicios de interpretación del campo petrolífero
71	16	10	00	Servicios de modelar del campo petrolífero
71	16	11	00	Gerencia de ingeniería de producción del campo petrolífero
71	16	16	00	Otros servicios de soporte para campos petroleros
81	10	19	00	Ingeniería de petróleos y gas
81	14	19	00	Servicios de investigación y desarrollo de tecnología manufacturera

**ASPECTOS TÉCNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR:**

Las áreas objeto de estudio incluyen la información de pozos que han tenido producción y que han sido taponados y abandonados y que se encuentren en áreas libres y que cuenten con información necesaria para ejecutar el proyecto. Los pozos de interés para el presente estudio son los que se encuentren localizados en las siguientes áreas (figura 1). **Área 1:** cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lorica y San Antero). **Área 2:** la Cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití). **Área 3:** cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito. Estas áreas se seleccionaron debido a su cercanía con las fuentes de emisión de CO<sub>2</sub> (refinería de Barrancabermeja, refinería de Cartagena e industrias, respectivamente), son prospectivas y podrían tener un potencial desarrollo para almacenamiento de CO<sub>2</sub>, y adicionalmente estas áreas cuentan con una cantidad significativa de datos petrolíferos (sísmica, registros, reportes, entre otros) relacionados con su potencial hidrocarburoífero.



**Figura 1.** Localización de las áreas de interés. **Área 1:** cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lorica y San Antero). **Área 2:** la Cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití). **Área 3:** cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.

## ACTIVIDADES DEL PROYECTO

1. Realizar la recopilación de la información disponible e identificación de los potenciales yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para recobro mejorado y para

**almacenamiento de CO<sub>2</sub>:** El ejecutor de este proyecto será el responsable de la recopilación de información existente. Para los datos de pozos O&G, Campos O&G, geología y geofísica existente (no confidencial) se hará ante el EPIS del Servicio Geológico Colombiano – SGC y ante la ANH. Adicionalmente, el ejecutor del proyecto deberá realizar la búsqueda de posibles yacimientos depletados en dichas áreas para recobro mejorado de petróleo/gas o para almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La información recopilada debe contener: identificación de la roca reservorio, espesor, profundidad, temperatura, presión, porosidad y permeabilidad del reservorio, espesor de la roca sello, líneas sísmicas, registros de pozo, distancia a los puntos de emisión de CO<sub>2</sub>, nivel de fallamiento en el área. Se deberá realizar el control de calidad de la información y seleccionar la información que será interpretada en el proyecto.

2. **Realizar la caracterización de los yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para uso como recobro mejorado y para almacenamiento de CO<sub>2</sub> (debe incluir datos técnicos, ambientales y sociales asociados a la cadena de valor de un proyecto de CCUS).**

Realizar la caracterización geológica de dos (2) yacimientos por cada área de interés con potencial para recobro mejorado de petróleo/gas y para almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La caracterización del yacimiento de interés debe incluir la interpretación de la información recopilada previamente, interpretación de registros de pozo (como mínimo usar 15 pozos para cada yacimiento de interés por área seleccionada), interpretación de líneas sísmicas (como mínimo 200 km de sísmica 2D alrededor del área de interés, en caso de existir sísmica 3D la interpretación debe realizarse como mínimo cada 25 *inline* y 25 *crossline*, adicionalmente la interpretación debe realizarse en mínimo 5 horizontes sísmicos).

Con relación al análisis de capacidad sellante de las fallas debe realizarse para los dos (2) yacimientos por cada área de interés caracterizado. Detalles estratigráficos ausentes entre los horizontes sísmicos interpretados pueden ser interpolados usando un modelo de capas geológico para realizar las relaciones estratigráficas o para el mapeo directo de las curvas del Vshale sobre la falla. Ambos objetivos permiten la construcción de los diagramas de fallas (Allan, 1989) que ayudarán a identificar la distribución de los reservorios yuxtapuestos y las posibles rutas de migración entre los bloques fallados. Realizar el balanceo estructural respetando saltos de falla y espesores a lo largo del área de estudio.

Adicionalmente, para los sitios seleccionados como recobro mejorado de forma conceptual se debe identificar el fluido existente, presión mínima de miscibilidad, comportamiento de las fases y ecuaciones de estado. Por último, se debe incluir las consideraciones ambientales, sociales e identificar las posibles rutas de transporte que puedan existir en las áreas de interés enfocado en lo que implicaría un posible desarrollo de proyecto para recobro mejorado de petróleo/gas o para un posible proyecto de almacenamiento permanente de CO<sub>2</sub>.

3. **Aplicar logaritmos predictivos para caracterizar las diferentes partes de las superficies de las fallas de acuerdo con el estimado de la cantidad de shale (o arcilla) de la zona de falla-roca.** Se deberá usar el algoritmo predictivo comúnmente usado para predecir el contenido de arcillosidad en zonas de falla; el *Gouge Ratio method* el cual incluye el *Shale Gouge Ratio (SGR)*.

4. **Calibrar el estimado de la composición falla-roca con las acumulaciones estimadas de CO<sub>2</sub> a almacenar.** Usar esa calibración para estimar el potencial de la altura máxima de columna de CO<sub>2</sub> que puede ser atrapada por la falla.

5. **Realizar mapas localizando la columna máxima de hidrocarburos sobre las superficies de plano de falla, teniendo en cuenta la geometría 3D del reservorio.** Debe tenerse en cuenta el mapeo de las arenas reservorio cercanas a las fallas donde están yuxtapuestas sobre otras arenas que se encuentren más lejos de las fallas.



6. **Realizar la evaluación del riesgo cuando la falla es sellante, pero puede ocurrir una fuga debido a la reactivación de fallas.** Evaluar el comportamiento sellante/fuga de las fallas estimando las propiedades mecánicas de la roca. Evaluar el comportamiento sellante/fuga de las fallas estimando los esfuerzos, microfracturas, cizallas, presión de poro, orientación de las fallas con respecto a los ejes principales de los esfuerzos, resistencia geomecánica de las fallas. Realizar el modelo geomecánico 1D para evaluar la estabilidad mecánica de las fallas dentro de los reservorios de CO<sub>2</sub> y evaluar si la columna máxima de CO<sub>2</sub> puede ser soportada incluso si existiera reactivación de fallas.
7. **Realizar el geomodelo.** Desarrollo del geomodelo integrando las actividades anteriores: interpretación sísmica, modelo estructural, cálculo del SGR, modelos de yuxtaposición, evaluación del riesgo y modelo geomecánico con finalidades para recobro mejorado y para almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
8. **Seleccionar las mejores zonas de interés en las tres áreas seleccionadas para uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub> relacionado con yacimientos depletados.** Realizar un mapa por cada área de interés con la identificación de las áreas potenciales para recobro mejorado de petróleo/gas y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en campos depletados.
9. **Elaboración del informe final.** Documento integrador donde se plasma todos los ítems descritos arriba y adicionando un capítulo de conclusiones y compilación de recomendaciones.
10. **Construcción de 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 con la recopilación de la información disponible e identificación de los potenciales yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para recobro mejorado y para almacenamiento de CO<sub>2</sub>.** El informe debe contener la información recopilada de pozos O&G, Campos O&G, geología y geofísica existente, así como el control de calidad realizado a dicha información. Adicionalmente, el informe debe contener los resultados de la búsqueda de posibles yacimientos depletados en dichas áreas para recobro mejorado de petróleo/gas y para almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La información recopilada debe contener: identificación de la roca reservorio, espesor, profundidad, temperatura, presión, porosidad y permeabilidad del reservorio, espesor de la roca sello, líneas sísmicas, registros de pozo, distancia a los puntos de emisión de CO<sub>2</sub>, nivel de fallamiento en el área. Se debe realizar un informe por cada área de interés (3 informes). **Actividad 1.**
2. **Informe con la caracterización de los yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para uso como recobro mejorado y para almacenamiento de CO<sub>2</sub> (debe incluir datos técnicos, ambientales, sociales y de transporte asociados a la cadena de valor de un proyecto de CCUS).** El informe debe contener la caracterización geológica de dos (2) yacimientos potenciales por cada área de interés para recobro mejorado de petróleo/gas y para almacenamiento de CO<sub>2</sub>. La caracterización debe incluir la interpretación de la información recopilada previamente, interpretación de registros de pozo (como mínimo usar 15 pozos para cada yacimiento de interés por área seleccionada), interpretación de líneas sísmicas (como mínimo 200 km de sísmica 2D alrededor del área de interés, en caso de existir sísmica 3D la interpretación debe realizarse como mínimo cada 25 *inline* y 25 *crossline*, adicionalmente la interpretación debe realizarse en mínimo 5 horizontes sísmicos que involucren la roca sello y la roca reservorio. Debe incluir detalles

estratigráficos ausentes entre los horizontes sísmicos interpretados, balanceo estructural respetando saltos de falla y espesores a lo largo del área de estudio. El modelo estructural debe realizarse para dos (2) yacimientos potenciales en cada área de interés (6 modelos) y se debe realizar un informe por cada área de interés (3 informes). Adicionalmente, se debe entregar los proyectos PETREL. Adicionalmente, para los sitios seleccionados como recobro mejorado se debe identificar e indicar de forma conceptual el fluido existente, presión mínima de miscibilidad, comportamiento de las fases y ecuaciones de estado. Por último, en el informe por cada área de interés se debe incluir las consideraciones ambientales, sociales y de transporte que implicaría un posible desarrollo de proyecto para recobro mejorado de petróleo/gas o para un posible proyecto de almacenamiento permanente de CO<sub>2</sub>. **Actividad 2.**

3. **Informe con la descripción y uso del logaritmo predictivo para caracterizar las diferentes partes de las superficies de las fallas de acuerdo con el estimado de la cantidad de shale (o arcilla) de la zona de falla-roca.** El informe debe contener la interpretación y uso del algoritmo predictivo comúnmente usado para predecir el contenido de arcillosidad en zonas de falla; el *Gouge Ratio method* el cual incluye el *Shale Gouge Ratio (SGR)*. Debe usarse como mínimo 15 pozos por cada yacimiento potencial (dos yacimientos) identificado en cada área de interés para aplicar el algoritmo del SGR (90 pozos en total) y entregarse 1 informe por área que incluya los dos (2) yacimientos potenciales (3 informes). **Actividad 3.**
4. **Informe con la calibración del estimado de la composición falla-roca.** El informe debe contener el cálculo con las acumulaciones estimadas de CO<sub>2</sub> a almacenar usando esa calibración para estimar el potencial de la altura máxima de columna de CO<sub>2</sub> que puede ser atrapada por la falla. (1 informe por área que incluya los dos (2) yacimientos potenciales). **Actividad 4.**
5. **Elaboración de mapas e informe localizando la columna máxima de CO<sub>2</sub> sobre las superficies de plano de falla.** El informe debe tener en cuenta la geometría 3D del reservorio. El informe debe contener el mapeo de las arenas reservorio cercanas a las fallas donde están yuxtapuestas sobre otras arenas que se encuentren más lejos de las fallas. Se debe entregar 1 mapa y 1 informe por área que incluya los dos (2) yacimientos potenciales (3 mapas, 3 informes). **Actividad 5.**
6. **Informe con la evaluación del riesgo cuando la falla es sellante, pero puede ocurrir una fuga debido a la reactivación de fallas.** El informe debe contener la evaluación del comportamiento sellante/fuga de las fallas estimando las propiedades mecánicas de la roca. Evaluación del comportamiento sellante/fuga de las fallas estimando los esfuerzos, microfracturas, cizallas, presión de poro, orientación de las fallas con respecto a los ejes principales de los esfuerzos, resistencia geomecánica de las fallas. Realizar el modelo geomecánico 1D para evaluar la estabilidad mecánica de las fallas dentro de los reservorios de CO<sub>2</sub> y evaluar si la columna máxima de CO<sub>2</sub> puede ser soportada incluso si existiera reactivación de fallas. Debe realizarse la evaluación del riesgo por cada área de interés que incluya los dos (2) yacimientos potenciales (3 informes de evaluación del riesgo) y el modelo geomecánico 1D para dos (2) yacimientos potenciales por cada área de interés (6 modelos geomecánicos 1D). Se debe entregar los proyectos PETREL. **Actividad 6.**
7. **Desarrollo del geomodelamiento e informe.** Desarrollo del geomodelo incluyendo la interpretación sísmica, modelo estructural, cálculo del SGR, modelos de yuxtaposición, evaluación del riesgo y modelo geomecánico. Debe entregarse 1 geomodelo por yacimiento potencial por área (2 yacimientos potenciales - 6 geomodelos). Se debe entregar los proyectos PETREL. El informe debe contener el desarrollo del geomodelo, incluyendo la descripción de las actividades y datos de entrada para la generación del geomodelo, debe entregarse 1 informe por área (3 informes). **Actividad 7.**
8. **Informe y mapa con la identificación de las mejores zonas de interés en las áreas seleccionadas para uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub> relacionado con yacimientos depletados.**

El informe debe contener la selección de las áreas de interés para uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas, así como un mapa con la visualización de las áreas potenciales para recobro mejorado de petróleo/gas o almacenamiento de CO<sub>2</sub> en campos depletados. Se debe realizar un informe y un mapa por cada área de interés (3 informes y 3 mapas). **Actividad 8.**

**9. Informe final.** El informe debe ser integrador y debe plasmar todos los ítems descritos arriba y adicionando un capítulo de conclusiones y compilación de recomendaciones. Debe entregarse 1 informe final por área (3 informes finales) **Actividad 9.**

**10. Base de Datos SQL Server 2016 R2.** Debe entregarse 1 base de datos por área (3 bases de datos). **Actividad 10.**

**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 2024 con un plazo estimado de ejecución de 9 meses, con plazo máximo de finalización a diciembre 31 de 2024.

**PERSONAL MÍNIMO ÁREA 1:** cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Loricá y San Antero).

Item	Cargo	Cant.	Dedicación	Profesión	Perfil
1	Director del proyecto	1	100%	Profesional geólogo, ingeniero geólogo, ingeniero de petróleos, geofísico o ingeniero geofísico.	Experiencia profesional de quince (15) años en la industria O&G, demostrar participación específica en al menos cinco (5) proyectos como director, coordinador, gerente de proyectos y/o líder de proyectos relacionados con caracterización de yacimientos o recobro mejorado de petróleo.
2	Geólogo estructural	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en geología estructural.
3	Interprete sísmico	3	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en interpretación sísmica.
4	Petrofísico	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en evaluación petrofísica.
5	Geomecánico	1	100%	Profesional geólogo, ingeniero geólogo o ingeniero de petróleos	Experiencia profesional relacionada de cinco (5) años en modelos geomecánicos.
6	Geomodelador	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en geomodelamiento.
7	Geólogo	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en análisis de cuencas sedimentarias, sedimentología o estratigrafía.
8	Geólogo junior	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional de 1 año.
9	Profesional SIG	1	50%	Profesional geólogo, ingeniero geólogo, ingeniero catastral y geodesia, geógrafo o áreas afines con experiencia en SIG	Experiencia profesional relacionada de cinco (5) años como profesional SIG.
10	Ambiental	1	50%	Ingeniero ambiental o áreas afines*	Experiencia profesional relacionada de cinco (5) años en la industria minero-energética

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

**Tabla 1.** Tabla de personal mínimo para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Loricá y San Antero).

**PERSONAL MÍNIMO ÁREA 2:** cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinera de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).

Item	Cargo	Cant.	Dedicación	Profesión	Perfil
1	Director del proyecto	1	100%	Profesional geólogo, ingeniero geólogo, ingeniero de petróleos, geofísico o ingeniero geofísico.	Experiencia profesional de quince (15) años en la industria O&G, demostrar participación específica en al menos cinco (5) proyectos como director, coordinador, gerente de proyectos y/o líder de proyectos relacionados con caracterización de yacimientos o recobro mejorado de petróleo.
2	Geólogo estructural	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en geología estructural.
3	Interprete sísmico	3	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en interpretación sísmica.
4	Petrofísico	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en evaluación petrofísica.
5	Geomecánico	1	100%	Profesional geólogo, ingeniero geólogo o ingeniero de petróleos	Experiencia profesional relacionada de cinco (5) años en modelos geomecánicos.
6	Geomodelador	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en geomodelamiento.
7	Geólogo	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en análisis de cuencas sedimentarias, sedimentología o estratigrafía.
8	Geólogo junior	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional de 1 año.
9	Profesional SIG	1	50%	Profesional geólogo, ingeniero geólogo, ingeniero catastral y geodesia, geógrafo o áreas afines con experiencia en SIG	Experiencia profesional relacionada de cinco (5) años como profesional SIG.
10	Ambiental	1	50%	Ingeniero ambiental o áreas afines*	Experiencia profesional relacionada de cinco (5) años en la industria minero-energética

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

**Tabla 2.** Tabla de personal mínimo área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinera de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).

(ESPACIO EN BLANCO DEJADO A PROPÓSITO)

**PERSONAL MÍNIMO ÁREA 3:** cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.



Item	Cargo	Cant.	Dedicación	Profesión	Perfil
1	Director del proyecto	1	100%	Profesional geólogo, ingeniero geólogo, ingeniero de petróleos, geofísico o ingeniero geofísico.	Experiencia profesional de quince (15) años en la industria O&G, demostrar participación específica en al menos cinco (5) proyectos como director, coordinador, gerente de proyectos y/o líder de proyectos relacionados con caracterización de yacimientos o recobro mejorado de petróleo.
2	Geólogo estructural	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en geología estructural.
3	Interprete sísmico	3	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en interpretación sísmica.
4	Petrofísico	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en evaluación petrofísica.
5	Geomecánico	1	100%	Profesional geólogo, ingeniero geólogo o ingeniero de petróleos	Experiencia profesional relacionada de cinco (5) años en modelos geomecánicos.
6	Geomodelador	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en geomodelamiento.
7	Geólogo	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional relacionada de ocho (8) años en análisis de cuencas sedimentarias, sedimentología o estratigrafía.
8	Geólogo junior	1	100%	Profesional geólogo o ingeniero geólogo	Experiencia profesional de 1 año.
9	Profesional SIG	1	50%	Profesional geólogo, ingeniero geólogo, ingeniero catastral y geodesia, geógrafo o áreas afines con experiencia en SIG	Experiencia profesional relacionada de cinco (5) años como profesional SIG.
10	Ambiental	1	50%	Ingeniero ambiental o áreas afines*	Experiencia profesional relacionada de cinco (5) años en la industria minero-energética

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

**Tabla 3.** Tabla de personal mínimo área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.

## LUGAR DE EJECUCION:

Las áreas objeto de estudio incluyen la información de pozos en áreas libres localizados en tres áreas. **Área 1:** cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lorica y San Antero). **Área 2:** cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití). **Área 3:** cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito. La fase de oficina se desarrollaría en el lugar donde tenga jurisdicción el ejecutor.

## PROPUESTA ECONÓMICA:

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

### 1. COTIZACIÓN POR PRODUCTOS

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

TABLA 4. COTIZACIÓN CONSOLIDADA DE PRODUCTOS				
Item	Producto	Cantidad	Valor Unitario (\$ COP)	Valor Total (\$COP)
1	Informe con la recopilación de la información disponible e identificación de los potenciales yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para recobro mejorado y para almacenamiento de CO2 para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 informe	N/A	
2	Informe con la caracterización de los yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para uso como recobro mejorado y para almacenamiento de CO2 (debe incluir datos técnicos, ambientales, sociales y de transporte asociados a la cadena de valor de un proyecto de CCUS). Modelo estructural para dos (2) yacimientos potenciales para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 informe	N/A	
		2 modelos estructurales		0
3	Informe con la descripción y uso del logaritmo predictivo para caracterizar las diferentes partes de las superficies de las fallas de acuerdo con el estimado de la cantidad de shale (o arcilla) de la zona de falla-roca para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 informe	N/A	
4	Informe con la calibración del estimado de la composición falla-roca para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 informe	N/A	
5	Elaboración de mapas e informe localizando la columna máxima de CO2 sobre las superficies de plano de falla para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 informe	N/A	
		1 mapa	N/A	
6	Informe con la evaluación del riesgo cuando la falla es sellante, pero puede ocurrir una fuga debido a la reactivación de fallas y modelamiento geomecánico para dos (2) yacimientos potenciales para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 informe	N/A	
		2 modelos geomecánicos		0
7	Desarrollo del geomodelamiento para dos (2) yacimientos potenciales e informe para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 informe	N/A	
		2 geomodelamientos	N/A	
8	Informe y mapa con la identificación de las mejores zonas de interés en las áreas seleccionadas para uso y almacenamiento de CO2 relacionado con yacimientos depletados para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 informe	N/A	
		1 mapa	N/A	
9	Informe final integrador para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 informe	N/A	
10	Base de Datos SQL Server 2016 R2 para el área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).	1 Base de datos SQL	N/A	
	TOTAL PRODUCTOS	0		
TOTALES				
1	TOTAL PROYECTO (P1+P2+P3+P4+P5+P6+P7+P8+P9+P10) SIN IVA	0		
2	IVA 19%	0		
	TOTAL PROYECTO (1+2) INCLUYENDO IVA	0		

**Tabla 4. Cotización consolidada por productos área 1: cuenca de Sinú San Jacinto usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Cartagena (municipios de Juan de Acosta, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, el Carmen de Bolívar, Lórica y San Antero).**

TABLA 5. COTIZACIÓN CONSOLIDADA DE PRODUCTOS				
Item	Producto	Cantidad	Valor Unitario (\$ COP)	Valor Total (\$COP)
1	Informe con la recopilación de la información disponible e identificación de los potenciales yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para recobro mejorado y para almacenamiento de CO2 para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 informe	N/A	
2	Informe con la caracterización de los yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para uso como recobro mejorado y para almacenamiento de CO2 (debe incluir datos técnicos, ambientales, sociales y de transporte asociados a la cadena de valor de un proyecto de CCUS). Modelo estructural para dos (2) yacimientos potenciales para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 informe	N/A	
		2 modelos estructurales		0
3	Informe con la descripción y uso del logaritmo predictivo para caracterizar las diferentes partes de las superficies de las fallas de acuerdo con el estimado de la cantidad de shale (o arcilla) de la zona de falla-roca para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 informe	N/A	
4	Informe con la calibración del estimado de la composición falla-roca para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 informe	N/A	
5	Elaboración de mapas e informe localizando la columna máxima de CO2 sobre las superficies de plano de falla para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 informe	N/A	
		1 mapa	N/A	
6	Informe con la evaluación del riesgo cuando la falla es sellante, pero puede ocurrir una fuga debido a la reactivación de fallas y modelamiento geomecánico para dos (2) yacimientos potenciales para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 informe	N/A	
		2 modelos geomecánicos		0
7	Desarrollo del geomodelamiento para dos (2) yacimientos potenciales e informe para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 informe	N/A	
		2 geomodelamientos	N/A	
8	Informe y mapa con la identificación de las mejores zonas de interés en las áreas seleccionadas para uso y almacenamiento de CO2 relacionado con yacimientos depletados para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 informe	N/A	
		1 mapa	N/A	
9	Informe final integrador para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 informe	N/A	
10	Base de Datos SQL Server 2016 R2 para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).	1 Base de datos SQL	N/A	
TOTAL PRODUCTOS			0	
TOTALES				
1	TOTAL PROYECTO (P1+P2+P3+P4+P5+P6+P7+P8+P9+P10) SIN IVA		0	
2	IVA 19%		0	
	TOTAL PROYECTO (1+2) INCLUYENDO IVA		0	

**Tabla 5. Cotización consolidada por productos para el área 2: cuenca del Valle Medio del Magdalena usando los pozos localizados en un buffer de 100 km desde la refinería de Barrancabermeja (municipios de Puerto Parra, Puerto Wilches, Sabana de Torres, Rionegro y Simití).**



	<b>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS</b> <b>FORMATO SONDEO DE MERCADO</b>	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 12 de 14
---	--	--

TABLA 6. COTIZACIÓN CONSOLIDADA DE PRODUCTOS				
Item	Producto	Cantidad	Valor Unitario (\$ COP)	Valor Total (\$COP)
1	Informe con la recopilación de la información disponible e identificación de los potenciales yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para recobro mejorado y para almacenamiento de CO2 para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 informe	N/A	
2	Informe con la caracterización de los yacimientos depletados en las tres áreas seleccionadas para uso como recobro mejorado y para almacenamiento de CO2 (debe incluir datos técnicos, ambientales, sociales y de transporte asociados a la cadena de valor de un proyecto de CCUS). Modelo estructural para dos (2) yacimientos potenciales para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 informe	N/A	
		2 modelos estructurales		0
3	Informe con la descripción y uso del logaritmo predictivo para caracterizar las diferentes partes de las superficies de las fallas de acuerdo con el estimado de la cantidad de shale (o arcilla) de la zona de falla-roca para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 informe	N/A	
4	Informe con la calibración del estimado de la composición falla-roca para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 informe	N/A	
5	Elaboración de mapas e informe localizando la columna máxima de CO2 sobre las superficies de plano de falla para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 informe	N/A	
		1 mapa	N/A	
6	Informe con la evaluación del riesgo cuando la falla es sellante, pero puede ocurrir una fuga debido a la reactivación de fallas y modelamiento geomecánico para dos (2) yacimientos potenciales para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 informe	N/A	
		2 modelos geomecánicos		0
7	Desarrollo del geomodelamiento para dos (2) yacimientos potenciales e informe para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 informe	N/A	
		2 geomodelamientos	N/A	
8	Informe y mapa con la identificación de las mejores zonas de interés en las áreas seleccionadas para uso y almacenamiento de CO2 relacionado con yacimientos depletados para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 informe	N/A	
		1 mapa	N/A	
9	Informe final integrador para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 informe	N/A	
10	Base de Datos SQL Server 2016 R2 para el área 3: cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.	1 Base de datos SQL	N/A	
	TOTAL PRODUCTOS	0		
TOTALES				
1	TOTAL PROYECTO (P1+P2+P3+P4+P5+P6+P7+P8+P9+P10) SIN IVA		0	
2	IVA 19%		0	
	TOTAL PROYECTO (1+2) INCLUYENDO IVA		0	

**Tabla 6. Cotización consolidada por productos para el área 3:** cuenca del Valle Superior del Magdalena en los pozos localizados en los municipios de Pital, Tarqui, Altamira, Suaza, Acevedo y Pitalito.

**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



	<p align="center"><b>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS</b> FORMATO SONDEO DE MERCADO</p>	<p>ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 13 de 14</p>
---	--	--

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](mailto:estudios.mercado@anh.gov.co), antes del 15 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](mailto:estudios.mercado@anh.gov.co), hasta el 15 de enero de 2024



**Edilsa Aguilar Gómez**  
Vicepresidente Técnica (E)

Anexo: uno (1) archivo tipo Excel - tablas de cotización

Aprobó: N/A

Revisó: Hugo Hernán Buitrago – Gerente Gestión del Conocimiento (e) 

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