



Al contestar cite Radicado 20242110461203 Id: 1626745
Folios: 10 Fecha: 2024-07-03 11:06:59
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:

Siguiendo los lineamientos del gobierno nacional para una transición energética justa, la Agencia contempla la realización de estudios de captura, uso y almacenamiento geológico de CO₂ en el país (*Carbon Capture, Use and Storage – CCUS* - por sus siglas en inglés). Dentro de las tecnologías CCUS, el almacenamiento geológico de CO₂ es una práctica que contribuye directamente a la disminución de este gas de efecto invernadero en la atmosfera.

Para poder evaluar de una manera más exacta y representativa la viabilidad de realizar almacenamiento geológico de CO₂ en un yacimiento depletado (agotado) o un acuífero (o cualquier formación geológica), es necesario no sólo caracterizar el sistema geológico, sino que también, realizar simulación numérica del proceso, para representar fenómenos y características como la pérdida de inyectividad, la solubilidad, difusión, compatibilidad entre fluidos, etc., que tienen un impacto en la cantidad final real de CO₂ que se podrá almacenar en un sector del yacimiento. De igual manera, la simulación del proceso permite determinar la cantidad del gas que será retenida debido a cada uno de los mecanismos actuantes: gas libre, gas residual, gas disuelto o mineralización.

III. OBJETO A CONTRATAR:

Simulación y análisis del proceso de almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos depletados del Valle Medio del Magdalena.

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	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	04	Modelos de desarrollo del campo petrolero

ASPECTOS TÉCNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR:

Se plantea construir un modelo de simulación representativo de un sector determinado de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), debido a la proximidad con la refinería de Barrancabermeja. Se realizará revisión de la información disponible y se seleccionará un caso de estudio para la construcción de un modelo de sector representativo, se realizarán los ensayos de laboratorio complementarios necesarios y se realizarán simulaciones de predicción para evaluar la tecnología. El informe final debe contener un estimado de la cantidad de CO₂ que puede ser almacenado, los mecanismos que actúan en la retención y la descripción del flujo de trabajo o metodología aplicada, para que en un futuro pueda ser replicada a otros casos de estudio.

Las tecnologías CCUS involucran la captura y separación en la fuente del CO₂ y su transporte para su uso o para almacenamiento con el fin de reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

El almacenamiento del CO₂ se realiza generalmente en sistemas geológicos como yacimientos de hidrocarburos depletados o acuíferos salinos (no aptos para el consumo humano). Para esto, el sistema debe ser correctamente caracterizado, identificando sus componentes geológicos y, además, se deben evaluar los efectos que tendrá el proceso de inyección y la cantidad efectiva de gas que puede ser inyectado y retenido de manera viable, esto se puede lograr por medio de simulación numérica.

Realizar un proyecto de simulación del proceso en un yacimiento depletado, integrando ensayos de compatibilidad de laboratorio, permitirá evaluar la cantidad de CO₂ real que puede ser inyectada y retenida en un sector, identificar los efectos y retos que pueden surgir de la interacción del CO₂ con los fluidos del yacimiento y, de manera general, establecer un flujo de trabajo o metodología que pueda ser replicada en otras áreas para realizar una correcta evaluación de la técnica.

Las tecnologías CCUS son actualmente la opción más estudiada para disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Las formaciones geológicas que tienen el mayor potencial para el almacenamiento de CO₂ son los acuíferos salinos profundos y los yacimientos de petróleo depletados; estos últimos han sido los más estudiados a nivel mundial debido a la abundante información del sector O&G que permite su caracterización. Esto sumado a que, la inyección de CO₂ en estos yacimientos también ha sido ampliamente estudiada, como una opción para mejorar el factor de recobro.

De acuerdo con esto, la ANH propone este proyecto, el cual permitirá establecer la metodología a aplicar por medio de simulación numérica, la cantidad de CO₂ que puede ser inyectado y retenido en un sector de un yacimiento. Incluyendo ensayos de laboratorio que permitan estudiar la interacción de los fluidos y la calidad del sello.

ACTIVIDADES DEL PROYECTO

1. **Informe con el estado del arte del almacenamiento geológico de CO₂:** que incluya las siguientes este informe debe contener la descripción de casos de estudio, metodologías propuestas para la evaluación, ejemplos en diferentes zonas geológicas, en especial aquellas que presenten analogía con el VMM. También se deben incluir conceptos y principios físicos relacionados con reacciones que ocurran con la roca o los fluidos al entrar en contacto con el dióxido de carbono, especificando las diferencias según la litología y/o la mineralogía. Dejar explícita los efectos perjudiciales o positivos que pueden surgir del proceso de inyección.

2. **Informe con la revisión de la información de los yacimientos depletados en el área de estudio con potencial para inyección de CO₂:**

El informe debe contener los resultados de la búsqueda de posibles yacimientos depletados en el área de estudio para inyección y/o almacenamiento de CO₂. 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 CO₂, nivel de fallamiento en el área. Similarmente, evaluar la capacidad de los sellos, por ejemplo, analizando datos de geoquímica de superficie para determinar si existen escapes de gases hidrocarburos. Al final, el informe debe establecer el caso de estudio seleccionado para la construcción del modelo, con base en la cantidad de información disponible y la conveniencia para el estudio. El ejecutor debe incluir la metodología utilizada para seleccionar el campo y justificar técnicamente su elección sobre las demás opciones. De igual manera debe verificarse que en este campo no exista un estudio similar (que incluya simulación de yacimientos del proceso).

Nota: El proceso de consultar y solicitar información bibliográfica de diferentes fuentes, entre ellas el BIP-EPIS, que sirva de base para el desarrollo del proyecto, será responsabilidad del ejecutor.

3. **Modelo estático de simulación en escala de sector (sector model) del área de estudio seleccionada:**

Se debe construir un modelo estático de simulación que sea representativo de un sector del yacimiento, que represente un posible patrón de inyección. Se debe utilizar la información recopilada en el punto anterior para asegurar que sea representativo. El modelo debe capturar las condiciones estructurales y petrofísicas del sector. Debe estar poblado con propiedades petrofísicas. Puede ser elaborado en Petrel u otro software de simulación comercial que permita simulación composicional. Se debe adjunta también un informe describiendo el modelo.

4. **Informe con los ensayos y análisis complementarios de compatibilidad de fluidos y roca:**

De acuerdo con el área de interés seleccionada, se deben realizar pruebas de compatibilidad, fluido-fluido y roca-fluido, para evaluar posibles efectos de la inyección del CO₂. Estas pruebas deben realizarse con el crudo del campo seleccionado, salmuera sintética representativa y con CO₂ industrial. La roca a utilizar debe ser una de la formación de interés o alguna que presente características petrofísicas y/o mineralógicas similares. El contratista tiene la responsabilidad de realizar todas las gestiones necesarias y asumir todos los costos para conseguir las muestras a utilizar. Los ensayos solicitados se enumeran a continuación:

Nota 1: Se propone que las pruebas se realicen en salmueras de muestras de pozo en campos activos y que presenten características diferentes (químicas). Igualmente, para el muestreo de crudos, se propone sea realizado para diferentes tipos de crudo.

Nota 2: Para el análisis en sistema roca-fluido se propone realizar el análisis para mínimo 2 muestras de roca por cada nivel estratigráfico de interés (Fms. Colorado, Mugrosa y Esmeraldas). El análisis debe ser realizado con una muestra de crudo y una muestra de salmuera seleccionado.

Ensayo	Cantidad
Ensayo de compatibilidad crudo-CO ₂ en condiciones estáticas:	9
Ensayos de compatibilidad salmuera-CO ₂ en condiciones estáticas:	9
Ensayo de inyección en sistema roca-fluido (coreflooding) – se pueden repetir las mismas condiciones para evaluar repetibilidad	6
Ensayo de solubilidad del CO ₂ en el crudo	9
Ensayo de solubilidad del CO ₂ en la salmuera	9
Ensayo de difusión (difusividad) del CO ₂ en el crudo	9

Las especificaciones generales de estos ensayos se muestran a continuación:

Ensayo de compatibilidad crudo-CO₂ en condiciones estáticas: En un contenedor o reactor colocar el contacto crudo y CO₂. Utilizar al menos 100 cc de cada uno, mantener el contacto por al menos 72 horas, verificar los efectos obtenidos sobre el crudo, cambios en la viscosidad, o precipitación de algún componente sólido.

Ensayos de compatibilidad salmuera-CO₂ en condiciones estáticas: En un contenedor o reactor colocar en contacto salmuera sintética representativa y CO₂. Utilizar al menos 100 cc de cada uno, mantener el contacto por al menos 72 horas, verificar los efectos obtenidos sobre la salmuera, verificar precipitación de algún componente sólido, cambios en el pH, etc., usar como referencia para la observación resultados las pruebas de compatibilidad fluido-fluido mostradas en la API RP 42.

Ensayo de inyección en sistema roca-fluido (coreflooding) – se pueden repetir las mismas condiciones para evaluar repetibilidad: experimento de inyección de fluidos en muestra cilíndrica tipo plug de pulgada o pulgada y media de diámetro. Debe realizarse a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Incluir restauración de mojabilidad de al menos 10 días. Desarrollarse inyección a tasa o presión constante en estado no estacionario. Se deben determinar permeabilidad absoluta a la salmuera, permeabilidad efectiva del crudo a saturación de agua irreducible y permeabilidad efectiva del gas a saturación de aceite residual. Se debe registrar la saturación de aceite residual (Sor) y la saturación de agua irreducible (Swirr). Se debe incluir la interpretación de permeabilidades relativas. Se debe registrar cualquier efecto observado de la interacción de los fluidos como la reducción de permeabilidad, etc. De manera general se debe seguir el siguiente protocolo: i) saturación total de la muestra con salmuera ii) inyección de crudo hasta Swirr iii) Restauración de mojabilidad iv) Inyección de CO₂ hasta Sor.

Ensayo de solubilidad del CO₂ en el crudo: colocar al menos 100 cc de crudo en contacto con una fuente de CO₂ a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Medir la cantidad de CO₂ que se solubiliza en el crudo a estas condiciones. Llevar el registro de la presión durante el ensayo para poder verificar la estimación realizada. Convertir la estimación a moles, masa o volumen estándar de CO₂.

Ensayo de solubilidad del CO₂ en la salmuera: colocar al menos 100 cc de salmuera sintética representativa en contacto con una fuente de CO₂ a condiciones de presión y temperatura de yacimiento. Medir la cantidad de CO₂ que se solubiliza en el crudo a estas condiciones. Llevar el registro de la presión durante el ensayo para poder verificar la estimación realizada. Convertir la estimación a moles, masa o volumen estándar de CO₂.

Ensayo de difusión (difusividad) del CO₂ en el crudo: estimar el coeficiente de difusión a temperatura y presión de yacimiento utilizando el método de decaimiento de presión en una celda PVT o utilizar como alternativa el método de tomografía de rayos X a condiciones de temperatura de yacimiento, estimando coeficiente de difusión con base en gradientes de concentración calculado con

imágenes. El ejecutor del contrato puede elegir el método que más le convenga, siempre y cuando estime el coeficiente de difusión.

Nota: si durante el desarrollo del estado del arte se encuentran metodologías que permitan mejorar los resultados de los ensayos aquí propuestos, el ejecutor puede solicitar el cambio en las especificaciones de los ensayos, siempre y cuando no se cambien el objetivo del estudio y previa autorización de la ANH.

5. **Modelo base de simulación integrado a escala de sector ajustado o validado con información histórica:** modelo de simulación base, construido en software de simulación comercial composicional. El modelo debe construirse utilizando el modelo estático previamente realizado. El modelo debe incluir todas las propiedades y condiciones necesarias para que corra sin errores, se debe utilizar toda la información disponible, los parámetros desconocidos deben registrarse como parámetros de incertidumbre para el futuro análisis. También debe ajustarse o validarse con la información histórica disponible del campo para verificar su coherencia y representatividad.
6. **Informe de las simulaciones de predicción, incluyendo análisis de sensibilidad para determinar la cantidad de CO₂ que puede ser inyectada y almacenada en el sector:** Simular el proceso bajo diferentes parámetros. Se debe definir una estrategia de inyección de CO₂ con parámetros de sensibilidad a utilizar. Se debe involucrar en el modelo todos los fenómenos asociados al almacenamiento CO₂ (incluyendo mineralización) e integrar los resultados experimentales obtenidos en los ensayos previos (se puede manejar un rango de incertidumbre en estos resultados). Se deben realizar múltiples simulaciones sensibilizando parámetros para medir su impacto sobre el desempeño del método y obtener la cantidad de CO₂ que puede ser inyectado en un tiempo definido, definiendo los escenarios, pesimista, medio y optimista.
7. **Informe detallado de los resultados de la simulación, incluyendo determinación de los mecanismos que actúan en el entrapamiento y los efectos e impactos generados en el yacimiento debido a la inyección:** Se deben analizar a fondo los resultados de los casos pesimista, medio y optimista y obtener conclusiones sobre la cantidad de CO₂ que puede ser almacenado en diferentes tiempos, los efectos que se tendrá sobre los fluidos del yacimiento (daño a la formación, incremento de factor de recobro, pérdida o aumento de inyectividad, etc.). También especificar tasas máximas alcanzables, y demás parámetros operativos de interés. El análisis debe incluir estimaciones de la cantidad porcentual de la actuación de cada mecanismo en el entrapamiento: entrapamiento estructural, entrapamiento residual, solubilidad y mineralización. Debe tener una conclusión sobre la cantidad de CO₂ que podría ser almacenado en todo el yacimiento.
8. **Informe final integrado mostrando los resultados y resumiendo la metodología aplicada para que sea replicada en otros casos de estudio:** Informe final integrando todo el trabajo realizado y presentando la metodología y/o flujo de trabajo aplicado. El informe debe estar elaborado de manera que, el trabajo realizado pueda ser replicado en otras áreas de interés.
9. **Base de Datos SQL Server y Proyecto GIS:** Elaborar y entregar la base de datos SQL y archivo de copia de seguridad (backup) del proyecto los cuales deben contener toda la información recopilada y generada con compatibilidad para SQL Server Management Studio versión 19.0.2, y Proyecto GIS con todos los datos geoespaciales y producción cartográfica generada en el proyecto de acuerdo a los manuales de entrega de información técnica al BIP-EPIS.

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

	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 6 de 10
---	--	---

PLAZO DE EJECUCIÓN: El proyecto se realizará en el año 2024 con un plazo estimado de ejecución de 4 meses, con plazo máximo de finalización a diciembre 31 de 2024. Se proyecta que las actividades se hagan en paralelo.

PERSONAL MÍNIMO

Personal Mínimo					
Perfil	Título Profesional	Posgrado	Experiencia profesional	Experiencia Específica	Cantidad
Director del proyecto	Ingeniero de Petróleos, Geólogo o Ingeniero Geólogo o profesional en disciplinas del área de las ciencias básicas o ingenierías	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos como coordinador y/o, supervisor y/o director en proyectos de caracterización o modelado de yacimientos o geológico, recobro mejorado o en temáticas CCUS.	1
Asesor en CCUS	Ingeniero de petróleo, Ingeniero químico, químico, geólogo o Ingeniero geólogo o profesional en disciplinas del área de las ciencias básicas o ingenierías	Maestría o Doctorado	Diez (10) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en proyectos de CCUS o de recobro mejorado usando CO ₂ .	1
Asesor o Líder de simulación	Ingeniero de Petróleos o geólogo	Maestría o Doctorado	Ocho (8) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia relacionada con simulación de yacimientos o simulación de flujo en medios porosos	1
Asesor o Líder de Modelamiento	Geólogo o Ingeniero Geólogo, o profesional en áreas de las ciencias (Física, Química, Matemáticas, Estadística)	Maestría o Doctorado	Siete (7) años de experiencia profesional	Cuatro (4) años o 4 proyectos deben comprobar experiencia en modelamiento de yacimientos o modelamiento geológico	1
Profesional en simulación	Ingeniero de Petróleos o geólogo	Maestría	Cuatro (4) años de experiencia profesional	Dos (2) años o 2 proyectos deben comprobar experiencia en simulación de yacimientos	1
Petrofísico	Ingeniero de Petróleos o geólogo	Maestría	Cuatro (4) años de experiencia profesional	Dos (2) años o 2 proyectos deben comprobar experiencia en petrofísica	1
Geoquímico	Ingeniero de Petróleos o geólogo, Ingeniero químico, químico o afines	Maestría	Cuatro (4) años de experiencia profesional	Dos (2) años o 2 proyectos deben comprobar experiencia relacionada con geoquímica inorgánica	1
Profesional en ensayos de laboratorio	Ingeniero de petróleo, Ingeniero químico, químico o afines	NA	Tres (3) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia ensayos de compatibilidad fluido-fluido y roca-fluido.	1

Profesional en Modelamiento	Geólogo o Ingeniero Geólogo, o profesional en áreas de las ciencias (Física, Química, Matemáticas, Estadística).	NA	Cuatro (4) años de experiencia profesional	Tres (3) años o 3 proyectos deben comprobar experiencia en modelamiento de cuencas o modelamiento de datos o modelamiento numérico o geoestadística o ingeniería de datos o inteligencia artificial.	1
-----------------------------	--	----	--	--	---

Tabla 1. Tabla de personal mínimo

LUGAR DE EJECUCION:

El área objeto de estudio es la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. 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 productos, a continuación, se relaciona la tabla 2 como guía, pero igualmente se adjunta la hoja de cálculo Excel para mayor facilidad en su diligenciamiento.

En la hoja de cálculo se dispuso una tabla específica para que las compañías del sector privado puedan diligenciar de manera directa e igualmente una pestaña dirigida específicamente para que las universidades puedan diligenciar debido a que estas no son responsables del IVA pero si de un rubro que legalmente se le denomina administración.

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.

Producto	Cantidad	Valor
1. Informe con el estado del arte del almacenamiento geológico de CO ₂	1	
2. Informe con la revisión de la información de los yacimientos depletados en el área de estudio con potencial para inyección de CO ₂	1	
3. Modelo estático de simulación en escala de sector (sector model) del área de estudio seleccionada	1	
4. Informe con los ensayos y análisis complementarios de compatibilidad de fluidos y roca	1	
Ensayo de compatibilidad crudo-CO ₂ en condiciones estáticas:	9	
Ensayos de compatibilidad salmuera-CO ₂ en condiciones estáticas:	9	
Ensayo de inyección en sistema roca-fluido (coreflooding) – se pueden repetir las mismas condiciones para evaluar repetibilidad	6	
Ensayo de solubilidad del CO ₂ en el crudo	9	
Ensayo de solubilidad del CO ₂ en la salmuera	9	
Ensayo de difusión (difusividad) del CO ₂ en el crudo	9	
5. Modelo base de simulación integrado a escala de sector ajustado o validado con información histórica	1	
6. Informe de las simulaciones de predicción, incluyendo análisis de sensibilidad para determinar la cantidad de CO ₂ que puede ser almacenada y almacenada en el sector	1	
7. Informe detallado de los resultados de la simulación, incluyendo determinación de los mecanismos que actúan en el entrapamiento y los efectos e impactos generados en el yacimiento debido a la inyección	1	
8. Informe final integrado mostrando los resultados y resumiendo la metodología aplicada para que sea reproducible en otros casos de estudio	1	
9. Base de datos SQL	1	

NOTA 1: La tabla de cotización debe estar diligenciar 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.

En la hoja de cálculo anexa se dispuso una tabla específica para que las compañías del sector privado puedan diligenciar de manera directa e igualmente una pestaña dirigida específicamente para que las universidades puedan diligenciar debido a que estas no son responsables del IVA, pero si de un rubro que legalmente se le denomina administración.

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, hasta el día 10 de julio de 2024.

ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO: Las firmas invitadas deberán presentar la información solicitada en el presente sondeo de mercado al correo electrónico: estudios.mercado@anh.gov.co, hasta el día 10 de julio de 2024.



Maria Cecilia Ruiz Cardona
Vicepresidencia Técnica (e)
C.C. 43.996.511

Aprobó: N/A

Revisó:

Yulier Sara Hernandez – Contratista – Componente jurídico de la VT



Proyectó:

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

JB