



Al contestar cite Radicado 20232110196573 Id: 1434378
Folios: 23 Fecha: 2023-05-02 11:57:16
Anexos: 1 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: VICEPRESIDENCIA TECNICA
Destinatario: OFICINA ASESORA JURIDICA y OTROS

PARA: **Johanna Milena Aragón**
Jefe Oficina Asesoría Jurídica (e)

DE: **Carlos Alberto Rey González**
Vicepresidente Técnico (e)

ASUNTO: Alcance a Solicitud publicación Sondeo de Mercado Programa sísmico ANH-COL3D – 2023, Radicado No. 20232110167883 Id: 1416906 del 03 de abril de 2023.

Cordial saludo,

En atención al asunto, damos alcance a la publicación del sondeo de mercado del programa de adquisición sísmica ANH-COL3D – 2023, Radicado No. 20232110167883 Id: 1416906 del 03 de abril de 2023. Lo anterior, por modificaciones realizadas al cronograma de actividades del documento publicado. Razón por la cual, se solicita nuevamente la publicación del Sondeo De Mercado modificado en el SECOP II.

Agradecemos la agilidad en la presentación de éste, ya que la fecha máxima de respuesta de dicho sondeo será hasta el 8 de mayo de 2023.

Cordialmente,



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

Anexos: Cronograma de actividades en Excel.
Copias: Alex Ricardo Cotes Cantillo Experto G3 Grado 6/OAJ

Aprobó: NA
Revisó: Sait Khurama V. – Gerente Gestión del Conocimiento / Componente Técnico
Proyectó: Lina María Serna Osorio – Experto G3 Grado 06 / Componente Técnico **LMS**
Paula Andrea Osorio Sierra – Contratista VT / Componente Técnico

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

NUMERO DE PROCESO DE COTIZACIÓN:	
DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD:	<p>Uno de los objetivos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos es adelantar estudios que permitan incrementar el conocimiento geológico de las cuencas a partir de la información geofísica, estratigráfica, sedimentológica, estructural y geoquímica, buscando aumentar el interés exploratorio, teniendo como fin el análisis y evaluación del potencial gasífero del país, de cara a la transición energética planteada para la nación.</p> <p>La falta de información en las cuencas frontera es una de las principales causas por las cuales no se ha podido develar el potencial gasífero de algunas áreas en el país. En la mayoría de ocasiones, el riesgo exploratorio se disminuye al adquirir nueva información, haciendo más atractivas las áreas para compañías operadoras de la industria <i>oil and gas</i>.</p> <p>En la cuenca Colombia, clasificada como cuenca Frontera, se ha identificado en los programas sísmicos 2D existentes, anomalías a partir de indicadores directos de hidrocarburos (DHI), que posiblemente puedan corresponder a acumulaciones de gas en sedimentos recientes, de edad Mioceno Tardío-Plioceno con extensiones de hasta 4000 Km². Dichas acumulaciones podrían contribuir de una manera positiva a la seguridad energética del país y a suplir la demanda de un recurso fundamental para la transición energética.</p> <p>Por lo anterior, dentro del plan exploratorio la ANH se ha propuesto realizar un levantamiento sísmico 3D para los proyectos de “costa afuera” (<i>offshore</i>), en la cuenca Colombia, mediante el uso de herramientas de última tecnología, de alta calidad y con gran capacidad en la definición geométrica de los entrampamientos para hidrocarburos. Capaz de percibir la presencia de los mismos, con lo cual se podrán definir las mejores áreas para la exploración de hidrocarburos, y determinar áreas prospectivas de interés.</p> <p>Con el fin de densificar la información sísmica de esta área, e incrementar su exploración, surge la necesidad de contratar la adquisición de un programa sísmico 3D <i>Offshore</i> de 1470 Km² en la cuenca Colombia. Ya que es fundamental cubrir sísmicamente, las posibles anomalías de gas identificadas por medio de indicadores directos de hidrocarburos en los programas 2D adquiridos por la ANH, en los años 2012 y 2014. El tamaño de estas anomalías y la caracterización de éstas,</p>

	podría tener un impacto positivo en la prospectividad de gas en el Caribe Colombiano, aumentando en hasta 15 TPC los recursos prospectivos.										
OBJETO A CONTRATAR:	Adquisición, procesamiento e interpretación del programa sísmico 3D: ANH-COL3D-2023 en la cuenca Colombia (Caribe Offshore).										
ALCANCE DEL OBJETO:	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cumplimiento de lo establecido en los documentos: Plan de gestión ambiental y plan de gestión social del área a intervenir. ✓ Adquisición del programa sísmico 3D de 1470 Km² en la cuenca Colombia. ✓ Adquisición de gravimetría y magnetometría en el área de adquisición sísmica. ✓ Procesamiento e interpretación de la gravimetría y magnetometría adquirida. ✓ Procesamiento sísmico hasta PSTM de 1470 Km² de la sísmica 3D adquirida. ✓ Interpretación de 1470Km² de la sísmica 3D adquirida y procesada. <p>NOTA: la ANH realizará las gestiones asociadas con la solicitud de procedencia de consulta previa ante la Autoridad de Consulta Previa del Ministerio del Interior. En caso de proceder el proceso de consulta previa, la ANH efectuará el trámite respectivo.</p>										
IDENTIFICACIÓN DEL CONTRATO A CELEBRAR:	<p>La entidad acudirá a la modalidad de selección por LICITACIÓN PÚBLICA.</p> <p>La modalidad de selección, estará sometida a la legislación y jurisdicción colombiana y se rigen por las normas de la Ley 80 de 1993, Ley 1150 de 2007, Ley 1474 de 2011, Ley 1882 de 2018, Decreto 019 de 2012, Decreto 1082 de 2015, manuales, guías y circulares emitidas por Colombia Compra Eficiente, las demás normas que la complementen, modifiquen o reglamenten y aquellas normas civiles y comerciales que regulen el objeto.</p> <p>La determinación de utilización de la modalidad de selección -Licitación pública- se deriva del cumplimiento del mandato normativo estipulado en el numeral 1 del artículo 2 de la Ley 1150 de 2007. Así mismo en la Sección 1, Subsección 1 del Capítulo 2 del Decreto 1082 de 2015.</p> <p>Y el tipo de contrato a suscribir correspondería a un contrato por prestación de servicios.</p>										
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:	<p>Con arreglo a los artículos 2.2.1.1.1.5.1. al 2.2.1.1.1.5.7. del Decreto Reglamentario 1082 de 2015, los Proponentes Individuales pueden encontrarse inscritos, clasificados y calificados en el Registro Único de Proponentes – RUP de la Cámara de Comercio de su domicilio principal, en alguno (s) o en todos de los siguientes Códigos Estándar de Productos y Servicios de Naciones Unidas (UNSPSC):</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>SEGMENTO</th> <th>FAMILIA</th> <th>CLASE</th> <th>PRODUCTO</th> <th>NOMBRE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>71</td> <td>11</td> <td>23</td> <td>02</td> <td>Servicios de adquisición de datos Sísmicos marinos de 2D/3D y 4D</td> </tr> </tbody> </table>	SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE	71	11	23	02	Servicios de adquisición de datos Sísmicos marinos de 2D/3D y 4D
SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE							
71	11	23	02	Servicios de adquisición de datos Sísmicos marinos de 2D/3D y 4D							

**ASPECTOS
TÉCNICOS:**

1. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS

Realizar la adquisición, procesamiento e interpretación de un programa sísmico 3D de 1470 Km² en la cuenca Colombia (Caribe *Offshore*). De igual manera, realizar la adquisición, procesamiento e interpretación de gravimetría y magnetometría a lo largo de las líneas sísmicas adquiridas en forma continua.

El propósito de esta adquisición es incrementar el conocimiento de las características estructurales, oportunidades exploratorias, geometría, distribución y espesores de las secuencias sedimentarias en profundidad, y la morfología del basamento reconocidos en los programas sísmicos 2D existentes.

2. MARCO GEOLÓGICO:

La cuenca Colombia es una subcuenca de aguas profundas localizada al norte de Colombia en el mar Caribe limitada por:

- 1) el escarpe de Hess al norte
- 2) el Cinturón Deformado del Caribe al sur
- 3) el Cinturón Deformado de Panamá al oeste
- 4) el Ridge de Beata al este.

Debido al estado actual de exploración, la cuenca es considerada una cuenca frontera de 233,800 Km², con una columna de agua que va desde los 200 metros (656 pies) hasta los 4200 metros (13,780 pies).

En la cuenca, el basamento Jurásico/Cretácico infrayace una sucesión sedimentaria Cretácica a Reciente que alcanza en algunos puntos los 10 Km de espesor. El depósito de sedimentos marinos desde el Mioceno hasta el Reciente ha estado controlado por el abanico del Magdalena, y por algunos eventos orogénicos y erosivos que afectaron el margen noroeste de Sudamérica.

Para poder descifrar el potencial hidrocarbúfero de la cuenca Colombia, diferentes estudios geoquímicos, modelos de cuenca, y modelos termales del Cretácico Tardío se han llevado a cabo. Sin embargo, desde el punto de vista geofísico, pocas aproximaciones que mejoren la prospectividad de la cuenca han sido publicadas.

A partir de la interpretación sísmica de los programas sísmicos 2D COL-ANH-2012 y COL-ANH-2014, indicadores directos de hidrocarburo (DHIs por sus siglas en inglés) han sido identificados en la cuenca Colombia, puntualmente en áreas disponibles. Dichos indicadores directos de hidrocarburos, corresponden principalmente a *Bright Spots* (aumento de amplitud) en depósitos del Mioceno Tardío al Plioceno, donde probablemente estas anomalías corresponden a depósitos de ambiente marino profundo con reemplazamiento de agua de formación por gas.

Debido al gran potencial que tendrían estos reservorios, la ANH ha decidido adquirir 1470 Km² de sísmica 3D, con el objeto de mejorar la caracterización de este tipo de *plays* y disminuir el riesgo exploratorio en el área.

3. ESPECIFICACIONES GENERALES DE LA ADQUISICIÓN SÍSMICA:

El Contratista deberá proveer el barco, sistemas de navegación, posicionamiento y el procesamiento de los mismos; equipos, personal, materiales, y todos los insumos necesarios, incluyendo combustible y cintas magnéticas. Y cualquier servicio que sea necesario para la provisión y mantenimiento del trabajo. Los barcos, equipos, materiales y suministros anteriormente mencionados serán provistos y mantenidos en buenas condiciones de funcionamiento por el Contratista.

El Contratista deberá obtener y mantener todos los permisos legales necesarios para conducir la operación del programa sísmico, incluyendo aquellos requeridos para el ingreso a la unidad marina del área de contrato, radios y adjudicaciones de frecuencia de radios, etc.

La ANH contará con una interventoría continua a lo largo de la etapa de adquisición que controle la calidad, verifique las pruebas, sistemas, métodos y datos recolectados. Los representantes de ANH podrán aceptar o rechazar los datos basándose en las revisiones realizadas.

4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Información General

Cuenca : Colombia
Tipo de sísmica : Regional 3D.
Área del proyecto : 1470 km².
Zona de influencia : Sector Nor Occidental de la Cuenca Colombia.

Metodología de trabajo

El supervisor de la ANH y la interventoría tendrán acceso en todo momento a cualquier lugar de la operación y a todos los informes técnicos, en relación con las operaciones de adquisición de datos y su control de calidad.

Así mismo, el supervisor de la ANH y la interventoría deberán ser informados, rápidamente de cualquier problema en los equipos, fallas, cambio de calibración, reemplazo de equipos o componentes de estos, incumplimientos de especificaciones, cambios en los parámetros de campo y de toda y cualquier otra información que les sea necesaria para cumplir eficientemente con el control de calidad de las operaciones.

Los datos adquiridos sin que el supervisor de la ANH y/o la interventoría haya sido informado de sus problemas reales o potenciales, pueden ser rechazados si se encuentran fuera de las especificaciones técnicas solicitadas.

En circunstancias excepcionales el supervisor de la ANH y/o la interventoría, podrán, por escrito, sugerir o aprobar correcciones de algunas de las especificaciones técnicas, para superar situaciones que no estén definidas directamente.

En los envíos de datos deben incluirse los diagramas de *offset* de navegación detallados y precisos. Estos deben identificar claramente la ubicación de la antena de navegación, la distancia a la popa, ecosonda, "streamer" y los radiofaros de respuesta de posicionamiento de las fuentes, las distancias entre la fuente y los sub-arreglos de fuente a la popa y al punto de navegación central, las distancias de trazas cercanas y lejanas al "streamer" a la popa y al punto de navegación central, radiofaros de respuesta acústica montados sobre el casco y sus respectivos *offsets* de las antenas primarias, etc.

PARÁMETROS DE DISEÑO:

Registro:

Numero de "streamer": 8
Longitud "streamer": 8.000 m.
Espaciado entre los "streamer": 100 m.
Grupos de hidrófonos por "streamer": 640
Intervalo entre los grupos de hidrófonos: 12,5 m.

Tamaño del Bin: 12,5 x 6,25 m
Intervalo entre fuente (*Flip Flop*): 25 m
Cobertura (*fold*): 80

Fuente de Energía:

Tipo de Fuente: Cañones de aire (2)
Volumen de la matriz: Min. 4.100 a 5.200 pulgadas cúbicas
Exactitud de sincronía: ± 1.5 milisegundos o mejor
Profundidad de la fuente: Hasta 7 – 8 m.

5. ACTIVIDADES DEL PROYECTO

5.1. Control de calidad de los datos sísmicos a bordo:

El Contratista deberá remitir un análisis detallado de los sistemas de control de calidad de datos sísmicos a bordo. El sistema propuesto debe estar compuesto de personal suficiente, hardware, y el software adecuado para efectuar a bordo las tareas que se especifican a continuación durante el tiempo de duración del trabajo.

Para realizar el control de calidad, el contratista deberá proporcionar la cámara preferiblemente OYO GS624 o su equivalente, o una versión mejorada y actualizada, debidamente interconectado con los instrumentos de registro, capaz de mostrar información alfanumérica en los registros del monitor. Se aceptan métodos alternativos que sustituyan el papel como los *displays* de pantalla con posibilidad de ser copiados.

El Contratista deberá proveer la asistencia y toda la información requerida del control de calidad realizado a la interventoría, respecto al sistema de posicionamiento y registros.

El Contratista deberá proveer a la interventoría un espacio de trabajo adecuado y limpio, sin costo alguno.

Los sistemas mencionados anteriormente, son solamente un control y de ninguna manera relevan al contratista de cualquier responsabilidad de efectuar el control de calidad de sus datos.

5.2. Sincronización del sistema:

La sincronización del sistema sísmico estará gobernada por la salida del sistema de navegación primario a bordo del barco y gobernará la sincronización de todos los otros sistemas, tales como fuentes de energía, orientación del barco, velocidad, ecosondas, y sistemas de posicionamiento en el agua del buque.

Todos los sistemas de registro y posicionamiento deberán estar sincronizados al reloj maestro del buque, el cual será ajustado hasta un (1) segundo del tiempo universal.

Los datos de navegación y sísmicos de cada disparo deberán estar escritos sobre la cinta en el mismo registro.

5.3. Run-In

La longitud del *run-in* deberá ser tal, que el *streamer* esté derecho en el primer disparo sobre una línea nueva, parcial o de repetición de disparo.

Todas las pruebas de ruido, los ensayos de instrumentos, etc., deberán estar completados y todos los sistemas deberán funcionar dentro de las especificaciones antes de comenzar la línea.

5.4. Registro de navegación

Los registros y reportes de la línea de navegación deberán contener, pero no estar necesariamente limitados a los siguientes aspectos: selección de la estación de navegación y de los cambios de estación, un listado de todas las correcciones C-O y los *offsets* de las estaciones, incluyendo cualquier cambio que pueda resultar del análisis de datos luego de su adquisición a bordo, cambios de equipos, máscaras de posicionamiento GPS [por ejemplo, habilitación de vehículo satelital (SV), elevación del SV, PDOP, relación señal-ruido (SNR), etc.], cualquier comentario operacional significativo de la calidad general de la navegación, de manera tal que cualquier problema que afecte cualquier línea o parte de la misma pueda ser reconstruido con posterioridad.

El Contratista deberá suministrar toda la información relevante y necesaria con respecto a la red de navegación que incluya, pero no esté limitada a las locaciones, sistema de coordenadas y datum geodésico, subcontratistas, personal operativo, equipo, frecuencia de operación, alturas de antena, detalles de las calibraciones con documentación completa y copias de todas las cintas y documentación relacionada. Deberá llevarse un registro de todos los datos pertinentes a la calibración, mantenimiento o reparación del equipo de navegación.

Así mismo, deberá llevarse un registro que contenga todos los datos pertinentes a las brújulas del *streamer* y a todo otro equipo de posicionamiento en el agua. Este registro deberá incluir datos de calibración, declinación magnética, locación, medidas de derivación estática, velocidad del sonido, cuándo fueron insertados los componentes y/o sacados del *streamer*, más todo otro dato que corresponda.

5.5. Registro de la sísmica marina

Pruebas de Instrumentos:

Todas las pruebas de instrumentos serán efectuadas a cargo exclusivamente del Contratista. El Contratista deberá tener personal técnico calificado a bordo en forma permanente, para las pruebas iniciales de instrumentos, así como para el mantenimiento y reparación del equipamiento sísmico.

Deberá efectuarse un conjunto de pruebas de instrumentos al inicio del Programa Sísmico, luego de que se efectúen reparaciones o mantenimiento de equipos para demostrar que el equipo cumple con las especificaciones del fabricante.

Durante el Proyecto, se deberá realizar las pruebas diarias, al finalizar cada línea registrada y semanalmente según sea aconsejado por el fabricante. Las mismas serán observadas y verificadas por la interventoría. El Contratista deberá rectificar las deficiencias observadas y éstas deberán ser verificadas por la interventoría antes de continuar el trabajo.

El Contratista deberá evaluar las pruebas de los instrumentos a bordo. Deberá entregarle a la interventoría un análisis y descripción detallados de las pruebas procesadas dentro de las veinticuatro (24) horas de efectuadas las mismas.

Todas las deficiencias deben ser corregidas y verificadas antes de que se permita el comienzo del proyecto, o la continuación del mismo. Si el equipo no cumple con las especificaciones dadas por el fabricante, la ANH podrá requerir que el Contratista re- adquiera cualquier dato afectado, a cargo total del Contratista.

El Contratista deberá tener todos los manuales de procedimientos y pruebas del fabricante a bordo y disponibles para la inspección por parte de la interventoría, adicionalmente deberá en todo momento tener a bordo todos los instrumentos de prueba necesarios para calibrar, probar y controlar los instrumentos.

Cintas Magnéticas:

Todos los datos sísmicos y de navegación serán grabados en cintas magnéticas nuevas certificadas, de marca y fabricación aceptable para la interventoría y para la supervisión de la ANH.

Se deberán tomar las respectivas precauciones al grabar, sellar, almacenar y transportar las cintas nuevas y las grabadas.

Las etiquetas de las cintas deberán poseer el nombre del contratista, el nombre de la ANH, el nombre del buque, el área, el número de cinta, fecha hora, número de línea, número de archivo y números de puntos de disparo.

Las cintas magnéticas deberán ser numeradas en forma consecutiva, la supervisión de la ANH podrá especificar un formato preferido de numeración e identificación.

5.6. Fuente de energía:

El Contratista deberá proveer una descripción en detalle de la fuente de energía propuesta. La descripción deberá indicar la energía nominal, mostrar la forma del pulso y la amplitud, el espectro de fase a través de los filtros de producción propuestos para todas las configuraciones de dicha fuente de energía.

Las especificaciones finales de caída de energía estarán sujetas a revisión y a una posible prueba de campo a solicitud de la interventoría.

Los cañones deberán ser probados a fin de asegurar que sean completamente operacionales. Deberán probarse los sensores /solenoides para verificar su alimentación y su polaridad correcta, previo al comienzo del levantamiento de datos y cuando sea posible durante la operación.

Una línea no puede comenzar o continuar con una fuente de energía que no esté en cumplimiento con las especificaciones previamente acordadas.

Presión de aire de la fuente de energía:

El suministro de aire comprimido debe ser suficiente para disparar todos los cañones de aire especificados, a no menos del noventa (90) por ciento de la presión nominal.

La presión de aire debe ser mantenida en todo momento dentro del diez (10) por ciento del valor nominal especificado.

Sincronización de la fuente de energía:

Deberá utilizarse un método confiable y preciso para determinar y controlar los tiempos de disparo individuales de cada cañón o elemento de la fuente de energía. De igual manera, deben proveerse métodos para detectar auto disparos o fallas en disparar en los cañones individuales o en los elementos de la fuente de energía

Ningún cañón podrá ser usado con un sensor de tiempo que no funcione o que sea defectuoso.

Profundidad de la fuente de energía:

La profundidad de la fuente de energía será la especificada por el supervisor de la ANH y la interventoría. La misma será mantenida dentro de más o menos un (1) metro del valor nominal

especificado.

La variación máxima permitida en profundidad de los cañones dentro de la disposición es de un (1) metro entre extremos.

Los transductores de fuente de energía deberán ser calibrados antes de comenzar la adquisición; luego de que se efectúen reparaciones o mantenimientos al sistema de medición de profundidad; y luego de los ajustes a la configuración de la fuente de energía.

La profundidad de los arreglos de las fuentes de energía deberá ser chequeada antes del comienzo y al final de cada línea, y ajustada en caso de ser necesario, previo al comienzo de cada línea.

Geometría de la fuente de energía:

La Geometría del arreglo de las fuentes de energía deberá ser medida y verificada antes y durante el registro de cada línea.

Los datos adquiridos con la geometría fuera de especificación deberán ser re-disparados con cargo y costo del Contratista.

5.7. Streamer de sísmica marina

Los intervalos de grupo, longitud de grupo, longitud del *streamer* y la separación serán los especificados por el supervisor de la ANH y la interventoría.

Se deberá entregar los diagramas de configuración detallados y precisos del *streamer* con cada envío de datos.

Polaridad:

La convención de polaridad durante el proceso de adquisición sísmica deberá estar acorde con las recomendaciones técnicas estándar del comité de la *Society Exploration of Geophysicists - SEG* (sistema digital de adquisición de datos), de modo tal que las ondas compresionales produzcan voltajes negativos que serán grabados como números negativos en la cinta magnética y deflecten las trazas hacia abajo para producir la ondícula (wavelet) con un mínimo valle (blanco) en los monitores.

Todos los canales sísmicos deberán ser grabados y procesados con polaridad idéntica.

La polaridad será chequeada y confirmada inmediatamente después de efectuar el mantenimiento a cualquier instrumento o *streamer*.

Se efectuarán las correcciones de polaridad necesarias en el punto de inversión para que exista polaridad correcta en todos los puntos de prueba, en las uniones entre los hidrófonos y los cabezales magnéticos.

Ruido del streamer:

Se efectuará una grabación de ganancia fija de ruido del *streamer* tan próximo como sea posible del comienzo y final de cada línea.

El ruido aleatorio promedio no deberá exceder **tres (3) microbares RMS** equivalentes para grupos de (25) metros, **cinco (5) microbares RMS** equivalentes para grupos de 12.5 metros, excepto para grupos que se encuentren en forma inmediatamente adyacente a los controladores o las

boyas de cola, o a menos de 150 metros desde el *offset* más cercano, donde el ruido promedio de **siete (7) microbares** será permitido.

Los registros de ruido de producción serán tomados con el *streamer* a la profundidad operacional, usando el filtro de producción de grabación.

El sistema de procesamiento de datos a bordo puede ser usado para determinar el efecto del ruido sobre los datos acumulados. La decisión final sobre si los datos se aceptan o no, está en entera discreción de la interventoría.

El sistema de procesamiento a bordo deberá permitir analizar los siguientes criterios para asistir en la evaluación del impacto del ruido:

- Amplitud y frecuencia de la señal de interferencia.
- Duración y repetición de la interferencia de ruido.
- Dirección de arribo y *move out* de la interferencia.

Especificaciones de trazas del *streamer*:

Una traza del *streamer* se califica como mala si: el ruido de remolque u otros niveles de ruido exceden los límites especificados en el ruido del *streamer*; si es intermitente o si cambia continuamente; si está muerta o la sensibilidad es baja (la sensibilidad promedio está por debajo de tres (3) Db); si los picos de ruido exceden 15 microbars; si el instrumento de grabación para ese canal en particular está fuera de las especificaciones del fabricante; si ha invertido total o parcialmente la polaridad, si está desplazada en tiempo por más de 1 milisegundo, si la respuesta en fase o amplitud están desviadas por más de 3 grados o 3 Db, respectivamente de las especificaciones del fabricante.

No puede haber trazas malas previas al comienzo del proyecto, o luego de reiniciar las actividades sísmicas, detenidas por algún motivo.

Ninguna línea puede comenzar a registrarse, con más de dos (2) por ciento de las trazas activas malas, más de dos (2) trazas adyacentes malas o más de tres (3) trazas malas en ocho (8) trazas adyacentes.

Ninguna línea puede continuar con más de dos (2) por ciento de trazas malas o más de dos (2) trazas adyacentes malas o más de tres (3) malas en ocho (8) trazas adyacentes.

El Contratista deberá hacer todo lo posible para remediar todas las trazas malas detectadas, y no restringir el mantenimiento necesario para cumplir con las especificaciones técnicas.

Profundidad del *streamer*:

La desviación máxima entre transductores adyacentes no deberá exceder un metro y medio (1.5 m).

La profundidad del *streamer* deberá ser estabilizada por controladores automáticos de profundidad controlados individualmente.

Previo al primer disparo de producción y en presencia de la interventoría, el *streamer* será activado con los controladores de profundidad en posición neutra a fin de asegurar un buen equilibrio en su estado de flotabilidad neutra.

Los controladores de profundidad deben poder mantener el *streamer* a las profundidades especificadas y deben poder ser controlados desde dentro del barco.

Se debe documentar la locación de los controladores de profundidad correctamente.

Los ángulos de las alas de los controladores de profundidad en las secciones activas del *streamer* no deberán estar dentro de tres (3) grados de la posición parado.

Los ángulos entre los controladores de profundidad adyacentes sobre las secciones activas del *streamer* no podrán ser superiores a cinco (5) grados.

La calibración del transductor de profundidad del *streamer* deberá ser verificada previa al comienzo del estudio, luego del mantenimiento del *streamer*.

El Contratista deberá esmerarse por reemplazar cualquier controlador de profundidad defectuoso, tan pronto como sea posible.

Offsets de los streamers:

Las distancias de *offset* de los *streamers* (centro de fuente de energía sísmica al centro del grupo cercano) deberán ser calculadas para cada *streamer*, previo al comienzo del estudio y a lo largo de cada línea.

Los valores medidos y calculados de los *offsets* deberán estar registrados en la página frontal de cada registro de línea.

Todas las fuentes de energía y el *streamer* deben tener marcas claras duraderas para permitir repetir las posiciones.

Bajo ninguna circunstancia podrán cambiarse las locaciones del *streamer* y de la fuente de energía en relación al barco durante la adquisición de una línea.

En cuanto sea factible, luego de completar cada línea, se debe producir un *display* de la fuente de energía y de los *offsets* a los extremos del *streamer* usando como punto de referencia el barco.

Disparos fallidos:

Todo disparo fallido se define como cualquier condición que resulte en un registro sísmico inútil o en el que no haya ningún registro sísmico.

Ejemplos de disparos fallidos son los siguientes:

- a) Pérdida de grabación magnética
- b) Pérdida de time break
- c) Pérdida de sistema de sincronización
- d) Error en la grabación de la cinta magnética, resultante en un registro inútil.
- e) La fuente de energía fuera de especificación, incluyendo:
 - Autodisparos
 - Fuera de las especificaciones convenidas
 - Profundidad fuera de especificación
 - Pérdida de presión mínima de aire
 - Geometría de la fuente de energía, etc.
- f) El *streamer* fuera de especificaciones, incluyendo:
 - Fuera de especificación en cantidad de trazas malas

- El ruido ambiente del *streamer* mayor al especificado
 - Profundidad del *streamer* fuera de especificación
 - Menor número que el mínimo de transductores de profundidad en operaciones que el especificado
- g) El sistema de grabación está fuera de las especificaciones
- h) La navegación o posicionamiento están fuera de las especificaciones

El Contratista deberá redisparar, sin costo alguno para la ANH, cualquier línea donde los parámetros de registro no satisfagan los criterios de calidad especificados en este Contrato.

Una línea que contenga más de cinco (5) por ciento de disparos fallidos deberá ser redisparada, a costas del Contratista.

Si una línea o parte de la misma, es interrumpida por cualquier razón dentro de la longitud del primer *streamer* desde el comienzo, la línea será redisparada desde el primer punto de disparo.

Los redisparos no deben en general dejarse para el final del estudio, sino que deben ser adquiridos según sea operacionalmente adecuado.

5.8. Sistemas de posicionamiento de navegación

El Contratista deberá proponer sistemas GPS de posicionamiento en tiempo real adecuados, y que sean aceptables para la ANH y la interventoría, cubriendo las áreas donde se localiza el proyecto.

El posicionamiento de navegación deberá estar en su totalidad bajo el control del Contratista, quien será responsable de:

- 1) La selección de las estaciones de referencia y de las mediciones geodésicas.
- 2) La obtención de todos los permisos necesarios para la ocupación de los sitios de control
- 3) La instalación y calibración tanto *onshore* como *offshore*
- 4) Las comunicaciones adecuadas para establecer contacto con y entre todas las estaciones de control.

El trabajo no podrá comenzar o continuar si cualquier componente significativo de los sistemas de posicionamiento y/o navegación no está funcionando o no está calibrado, a menos que sea autorizado por la interventoría.

Si el Contratista propone un sistema de posicionamiento diferente de los que se especifican en el presente, deberá remitir a la ANH, las especificaciones técnicas que correspondan, a fin de que sean aprobadas y, si son aceptadas, formarán parte del Contrato.

Control de posicionamiento del barco:

El intervalo promedio entre puntos de disparo para todos los disparos de una línea no deberá variar en más de uno (1) por ciento del intervalo especificado por la ANH. La desviación acumulada no deberá exceder un intervalo de disparo para ninguna línea en particular.

Offsets de navegación:

El Contratista deberá medir todos los *offsets* y alturas necesarias del barco, previo al comienzo del programa y luego de cada modificación.

GPS Diferencial en tiempo real:

Deberán proveerse al menos dos (2) sistemas GPS diferenciales (DGPS), (incluyendo computadores, software, impresoras, plotters, monitores y todas las interfases necesarias). Cada una deberá ser capaz de efectuar la operación con múltiples estaciones de referencia GPS, un enlace satelital o terrestre (radio) y un equipo a bordo capaz de recibir correcciones DGPS (pseudo-range), desde cada estación de referencia, usando ese dato en el sistema de navegación del barco y calcular las posiciones en tiempo real.

Los receptores de GPS en las estaciones de referencia base deberán ser capaces de recibir señales de todos los satélites GPS a la vista. Las estaciones de referencia deberán proveer correcciones de pseudo rango desde un mínimo de cinco (5) satélites en forma continua las 24 horas del día.

Todas las estaciones de referencia deberán ser monitoreadas por el proveedor y deberán estar equipadas con un control de registros y dispositivos de transmisión de datos necesarios, para proporcionar un rendimiento sostenido sin interrupción. Deberá proveerse un sistema de energía para soportar al sistema principal y a la UPS. Deberán tomarse los recaudos necesarios para asegurar que cualquier falla en la estación de referencia sea reparada dentro de las 24 horas. El correcto funcionamiento de las estaciones y la precisión de los datos deberán ser comunicados para permitir el control, registro y transmisión del dato, con los dispositivos necesarios, durante las 24 horas. El Contratista deberá asegurar la existencia de una alarma inmediata dada por el proveedor de servicios en caso de que exista algún tipo de duda sobre la precisión de la información de corrección a los barcos del contratista.

El Contratista deberá asegurar que los datos de efemérides de satélite usados por las estaciones de referencia y por el barco sean idénticos en el momento de cada corrección de posición.

Donde se encuentren disponibles múltiples estaciones de referencia DGPS, deberá efectuarse el siguiente chequeo de integridad /QC:

- Cálculo de la posición desde cada estación de referencia.
- Gráficos entre número de Satélites y dLat, dLong y dH, con PDOP, HDOP y VDOP observado.
- Las diferencias que excedan en cinco (5) metros el 95 por ciento para dLat y dLong, seis metros el 95 por ciento para dH serán indicativas de un sistema en líneas generales no confiable.

En el caso en que las evaluaciones de control de calidad (QC) indiquen que el rendimiento de un sistema de posicionamiento está significativamente degradado, el Contratista tratará esta situación como una no operación del sistema, e implementará las medidas correctivas inmediatas para restaurar el estado operacional; la desviación estándar de posición debe ser menor a seis (6) metros en el 95 por ciento de los casos.

Pruebas de GPS estático:

Al comienzo del trabajo de campo, el barco deberá estar equipado con el DGPS en una configuración operativa y deberá estar atracado en el muelle en una posición donde las correcciones diferenciales puedan ser recibidas correctamente. La antena GPS deberá ser sincronizada por medio de métodos topográficos convencionales, y deberá realizarse un gráfico de la distribución de DGPS, comparado con la posición de las coordenadas de la antena (medición con topografía convencional).

Esta operación deberá ser repetida por lo menos cuatro (4) veces, particularmente el periodo de mala cobertura de satélites, a fin de evaluar la precisión del sistema de acuerdo a los distintos satélites.

Deberá efectuarse una descripción detallada de cada locación seleccionada, incluyendo las coordenadas, dato de altura de referencia usado, información para ubicar la estación, acceso, información logística, fechas, mapas, etc., previo al comienzo del estudio.

Todo el equipo de posicionamiento y navegación especificado, incluyendo los programas de computación, deberán estar instalados, calibrados, y en buenas condiciones de funcionamiento.

Preploteos:

El Contratista deberá generar sus propias coordenadas de los extremos de la línea a partir de la información suministrada por la ANH. El Contratista será el único responsable del cálculo correcto y de la información de los datos de ingreso de coordenadas a la línea dentro del sistema de navegación.

Filtros:

Cualquier filtro y otros algoritmos de procesamiento aplicados deberán estar completamente documentados y puestos a disposición de la ANH, si ésta así lo requiere, y aprobados por la misma.

Donde se aplique cualquier forma de filtrado a los datos del sensor sin procesar, el operador deberá seleccionar el valor de filtro mínimo que sea consistente con la navegación no-errática y/o con el posicionamiento para la conducción del trabajo.

5.9. Parámetros geodésicos/de proyección

Todas las coordenadas de navegación o la información suministrada por el Contratista, deberá especificar en forma explícita los parámetros geodésicos, elipsoide y el sistema de proyección cartográfica.

El Contratista deberá asegurarse de que tanto el buque como el centro de procesamiento tienen la capacidad de transformar coordenadas geográficas a coordenadas planas y viceversa, según lo definido por la ANH.

5.10. Posicionamiento en agua

El Contratista deberá acordar con la interventoría los requisitos de calibración, métodos y procedimientos para todos los subsistemas de posicionamiento en agua, previo al comienzo del estudio.

Todos los componentes del posicionamiento en agua deberán ser calibrados a entera satisfacción de la ANH, a cargo del Contratista, previo al comienzo de la adquisición de datos.

Todos los sistemas de posicionamiento en agua deberán estar integrados en tiempo real con los sistemas de navegación.

Todos los componentes del sistema de posicionamiento en agua deberán ser capaces de procesar los datos adquiridos en el intervalo de punto de disparo especificado.

5.11. Gravimetría y Magnetometría

Durante la adquisición sísmica se realizará conjuntamente la adquisición gravimétrica y magnetométrica, teniendo en cuenta que tanto el gravímetro como el magnetómetro grabarán su información a lo largo de las líneas sísmicas en forma continua. Y los datos estarán registrados

aproximadamente cada segundo durante la adquisición sísmica. Datos de la variación diurna del campo magnético serán comparados con un observatorio apropiado.

El contratista debe realizar el amarre a la Red Gravimétrica de Colombia (preferiblemente de primer o segundo orden), el valor de gravedad debe ser certificado por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

El instrumento (o instrumentos) a utilizar durante la operación, deberán ser sometidos a una prueba de terreno previa al levantamiento, en la cual se muestre la calidad de las lecturas que con el mismo se obtienen. Para este efecto, antes de iniciar las lecturas deberá entregarse al representante de la ANH los resultados de las pruebas de calibración del instrumento por deriva instrumental. El informe final de operaciones contendrá una identificación del instrumento, la descripción, análisis y resultados de dichas pruebas.

Instrumentos digitales: En caso de emplearse un instrumento cuya operación sea completamente digital, se podrán aceptar correcciones, de tal manera que la curva de deriva instrumental, una vez aplicadas las correcciones automáticas, sea horizontal a través del tiempo.

Los valores de gravedad observados son influenciados por las condiciones del lugar en donde se hace la toma de datos. Una vez realizadas las observaciones en campo se les debe aplicar las correcciones respectivas por cambios de elevación, efectos topográficos y variaciones temporales.

El contratista debe calcular las anomalías de *Bouguer* Total e intensidad Magnética Total, discriminando sus componentes regional y residual. Estos mapas de anomalías deberán ser interpretados mediante modelos 2.5D o 3D.

A partir de los valores de campo magnético, serán calculados el campo magnético Total y el campo Magnético rotado al polo. Se obtendrán sus anomalías discriminando las componentes regional y residual, las cuales deberán ser interpretadas conjuntamente con las anomalías gravimétricas.

El contratista debe evaluar cualitativa y cuantitativamente los datos gravimétricos y magnetométricos y presentar una interpretación geológica de la distribución de las anomalías geofísicas.

El contratista debe identificar la localización, profundidad y extensión de las anomalías residuales y obtener información referente a la geometría de las estructuras presentes para definir la posible relación con la ocurrencia de hidrocarburos.

De igual manera, el contratista elaborará el Mapa Estructural del Basamento, donde se representen los principales altos, bajos, lineaciones y otros elementos geológicos de interés en la exploración de hidrocarburos.

Nota: Cualquier variación en los parámetros de adquisición sísmica, gravimétrica o magnética deberá ser consultada para aprobación por parte de la supervisión de la ANH y de la interventoría, de acuerdo con la evaluación técnica preliminar del área de estudio realizada por el contratista.

5.12. **Secuencia de procesamiento preliminar sugerida**

Equipo de Procesado a bordo

El Contratista deberá proveer todos los detalles referentes a la locación, equipos, software, personal y el flujo de procesamiento de los datos propuestos.

- Software: Promax, versión reciente, u otro equivalente o superior (Previa revisión de la interventoría asignada).
- Hardware: Tecnología de punta que soporte el proceso y registro.

La ANH requiere que el cien por ciento (100%) de los datos de navegación sean posteriormente procesados y validados a bordo del barco, dentro de las siete (7) horas en que los mismos sean adquiridos.

Control de calidad a bordo, secuencia del apilado bruto:

- Atenuación de Ruido.
- Deconvolución de la ondícula.
- Corrección de Amplitud.
- Filtro de Buzamiento.
- Deconvolución.
- Análisis de Velocidad (Una por línea).
- Atenuación Múltiple.
- Apilamiento.
- Filtrado variable en el tiempo.
- Conversión a Escala.

5.13. Secuencia de procesamiento final sugerida

- Reformateo de SEG-Y al formato interno según la compañía o el software.
- Corrección a fase cero de la señal usando para esto la ondícula lejana
- Q compensación de fase solamente
- Atenuación de ruido de oleaje (TFD)
- Recuperación de amplitudes por divergencia esférica.
- Eliminación de los primeros arribos dependiendo de la profundidad del agua.
- Primer cálculo de velocidades (Cada 1km).
- Atenuación de los múltiples dependiendo de la profundidad del agua.
 - Tradicional deconvolución predictiva (*gapped deconvolution*) para profundidades de agua menores a 200 ms.
 - Diseño de deconvolución para profundidades de agua entre 200-400ms
 - Atenuación de múltiples usando filtro Tau-P o SRME para profundidades de agua mayores a 400 ms.
- Deconvolución predictiva (*gapped*) para remover periodos cortos de reverberación.
- Segundo análisis de velocidad
- Análisis de una posible constante eta si está presente una apreciable anisotropía.
- PSTM en el dominio del Offset.
- Posible remoción de múltiples.
- Aplicación de mute interno.
- Análisis de RMO (*residual move out*).
- Filtro Final variable por frecuencia (TVF).
- Escalar Final variable en tiempo (TVS).
- Apilado por CDP
- Otro tipo de apilados que sean requeridos.
- Diseño y aplicación de procesamiento post apilado como sea necesario.

La ANH adicionará para el procesamiento final algunas líneas de los programas sísmicos preexistentes, como son los programas COL-ANH-2012 y COL-ANH-2014, con el fin de tener toda la información de la cuenca con los mismos parámetros de procesamiento. Las líneas serán definidas por la ANH y entregadas al contratista.

5.14. Interpretación sísmica

La interpretación del programa sísmico comprenderá como mínimo las siguientes actividades:

- Interpretación en tiempo de los límites de secuencias sísmicas e interpretación detallada de horizontes sísmicos.
- Descripción e interpretación de facies sísmicas.
- Interpretación de estructuras sísmicas.
- Interpretación de la interfase entre basamento y sedimento.
- Generación de mapas en tiempo doble para cada uno de los horizontes interpretados.

El proyecto se deberá interpretar en el software Petrel versión 2020.4 o versiones inferiores, aunque se da la opción de interpretarlo en otra plataforma petrotécnica pero con la obligación de migrar el proyecto a Petrel para su entrega a la ANH.

6. Productos a entregar

Como resultado del proyecto, el posible contratista debe entregar en idioma español todos los informes y productos realizados durante la ejecución de la adquisición, procesamiento, e interpretación de los métodos geofísicos, siguiendo los lineamientos generales del Banco de Información Petrolera estipulado en el Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de evaluación, exploración y producción de hidrocarburos vigente.

6.1. Datos adquiridos:

Una vez aprobado por la Interventoría, el contratista debe enviar todos los datos adquiridos, sísmicos, gravimétricos, magnéticos y demás, si fuera el caso al EPIS (Exploration & Production Information Service), de acuerdo con los lineamientos establecidos en el manual de entrega de información petrolera vigente, que el contratista declara conocer, y la ley general de archivos, y suministrar al supervisor de la ANH copias que constaten el recibido de dicho material en el EPIS. El manual de entrega puede ser consultado en la página web del Servicio Geológico Colombiano, administrador del EPIS.

En todo caso, el envío de la información al EPIS debe contar con la autorización previa de la interventoría y de la supervisión de la ANH.

6.2. Datos procesados

Se deben entregar los archivos SEG-Y de acuerdo con la recomendación de la SEG (última revisión SEG-Y Rev). Donde los archivos deben estar ordenados y nombrados en carpetas de acuerdo con los procesos realizados.

De igual manera, se debe entregar al EPIS los “*gathers*” con la geometría aplicada de los datos adquiridos, apilados preliminares, y archivos de velocidades en formato SEG-Y e imagen TIFF de alta resolución para realizar control de calidad de los datos adquiridos.

6.3. Informes

Se deben entregar al EPIS de acuerdo con los lineamientos establecidos en el manual de entrega de información petrolera vigente, y una copia en digital a la Vicepresidencia Técnica de la ANH.

Informes diarios, semanales y mensuales:

Durante la etapa de adquisición se deben presentar al supervisor de la ANH informes diarios, semanales y mensuales.

En el informe diario, además de la producción deberá contener un detalle de las condiciones climáticas, los progresos de navegación, procesamiento de datos sísmicos, problemas y otros ítems que consideren importantes.

El Informe diario de Producción indicará como mínimo:

- Pronóstico meteorológico.
- Plan para las siguientes 24 horas.
- Adquisición de datos (horas).
- Tiempo perdido del contratista (horas).
- Re-disparos (horas).
- Tiempo Stand by.
- Líneas registradas (Prime y re-disparo).
- Estado de las líneas (completo, incompleto, a no procesar, etc.).
- Kilómetros full fold prime registrados y aceptados.
- Km re-disparo registrados y aceptados.
- Rango de puntos de disparo de cada línea.
- Estado del control de calidad del procesamiento sísmico a bordo y de navegación.
- Mapa de avance o progreso.
- Estadísticas generales y comentarios de HSE.

Informe final de operaciones:

El informe final de operaciones debe resumir todas las actividades desarrolladas desde el inicio de la actividad de recopilación de información primaria, hasta la desmovilización del barco.

Informe final de procesamiento sísmico:

En general, este informe debe contener los pasos para llegar al procesamiento final, como los análisis de los parámetros de adquisición, la metodología aplicada, la secuencia de procesamiento, incluyendo correcciones, filtros, atenuaciones, análisis de velocidades, valores de estáticas y la demás información necesaria. Se debe incluir un diagrama o mapa de *fold*, mapa de azimut, de los *swaths* procesados y los tipos de procesos obtenidos.

Informes de gravimetría y magnetometría:

En estos informes la compañía debe presentar los resultados del análisis de la información gravimétrica y magnética adquirida, siguiendo los lineamientos establecidos en el Manual de entrega de información. Además, debe incluir las tablas con los datos crudos y datos procesados (debe entregarse los mapas básicos hasta anomalía de *Bouguer* total regional y residual e intensidad magnética reducida al polo).

Se debe entregar un informe final de campo, que contenga como mínimo la descripción de los instrumentos utilizados, la calibración, y características relevantes en la ejecución. Como anexo deben estar incluidos los datos de adquisición, así como los mapas y perfiles.

Para el informe de procesamiento como mínimo se debe presentar la metodología, secuencia de procesamiento, descripción del software utilizado, fórmulas empleadas.

El informe de interpretación debe contener la interpretación, modelos propuestos, conclusiones y recomendaciones. Los mapas requeridos deben estar acorde a lo solicitado en el Anexo No. 4

Cartografía del Manual de Entrega del EPIS. Y de igual manera, se deberá incluir el mapa estructural del basamento, donde se representen los principales altos, bajos, lineaciones y otros elementos geológicos de interés en la exploración de hidrocarburos.

Informe y Back up de la interpretación sísmica:

Se debe entregar el informe de interpretación sísmica con el *back up* del proyecto de interpretación en la plataforma de Petrel versión 2020.4 o en su caso, versiones inferiores. Se da la opción de interpretar en otra plataforma petrotécnica, con la obligación de migrar el proyecto a Petrel para su entrega a la ANH.

7. Requerimientos Ambientales.

El contratista se obliga a consultar las disposiciones legales vigentes que sobre esta actividad hayan dispuesto el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, las Corporaciones o la autoridad ambiental competente. Los permisos, licencias, autorizaciones y demás exigencias ambientales que pudieren surgir para la ejecución de este proyecto, serán tramitadas y ejecutadas por cuenta del Contratista y a su cargo.

Nota 5. El contratista está obligado al cabal cumplimiento de todas las normas ambientales dispuestas para este tipo de operaciones, incluso las establecidas en el Plan de Gestión Ambiental – PGA, y todas las disposiciones que sobre el particular sean emitidas por la autoridad ambiental y la interventoría. (El documento del PGA será entregado al contratista antes del inicio de las actividades).

Acciones con autoridades o comunidades locales.

Como las actividades sísmicas conllevan a la socialización, solicitud de autorizaciones y a otros trámites con autoridades y comunidades locales, estas acciones serán de responsabilidad exclusiva del contratista, para lo cual la ANH lo apoyará a través de oficios y notas de presentación ante las autoridades y la comunidad, de ser requeridas.

Nota 6. El contratista está obligado al cabal cumplimiento de todas las normas en materia social dispuestas para este tipo de operaciones, incluso las establecidas en el Plan de Gestión Social - PGS y todas las disposiciones que sobre el particular sean emitidas por las autoridades y la interventoría. (El documento del PGS será entregado al contratista antes del inicio de las actividades).

8. Permisos necesarios para la operación:

Para la ejecución de las actividades contractuales se hará necesario la obtención de las siguientes autorizaciones y permisos así:

- Autorización expedida por la DIMAR, de conformidad con los términos y procedimientos establecidos en el Decreto reglamentario 1070 de 2015, que regula y establece el trámite de las solicitudes para realizar investigaciones científicas o tecnológicas marinas en los espacios marítimos jurisdiccionales colombianos y se dictan otras disposiciones.

Los interesados pueden remitirse a la página Web de la DIMAR en la siguiente dirección:

<https://servicios.dimar.mil.co/SEtramitesenlinea/tramites/tramite.do?formAction=btShow&t=50126&s=0#no-back-button>

Además de la obtención de la autorización atrás indicada, el contratista deberá obtener y mantener todos los demás permisos legales que se hagan necesarios para conducir las operaciones de

sísmicas, radios y adjudicaciones de frecuencia de radios, etc.

Deberán contar al momento de comenzar la ejecución del proyecto con las visas de trabajo para cada uno de los tripulantes del barco.

Deben tener en cuenta que de acuerdo con la resolución de DIMAR la obtención de los permisos podría demorar hasta seis (6) meses, por lo que el cronograma contractual se ajustará a este tiempo, ver el siguiente cronograma:

		CRONOGRAMA ACTIVIDADES SÍSMICA MARINA COL 3D-2023																											
		2023				2024																							
		Octubre		Noviembre		Diciembre		Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre					
Actividades & Responsables		S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Gestión de permisos y trámite documental																													
<i>Radicado solicitud a Laminar ante DIMAR</i>																													
Actividades Operativas																													
<i>Adquisición</i>																													
<i>Procesamiento</i>																													
<i>Interpretación</i>																													
<i>Entrega informe final</i>																													

9. Plazo de ejecución del contrato

El plazo de ejecución del contrato será de 12 meses, el cual se desarrollará durante el periodo 2023 - 2024, contemplando todas las actividades necesarias para la obtención de todos los productos.

10. Descripción de los perfiles profesionales mínimos requeridos

CARGO	PERFIL	CANTIDAD	DEDICACIÓN
Director del Proyecto	Geólogo, Ingeniero Geólogo, Ingeniero de Petróleos, Geofísico, Ingeniero con maestría en geofísica. Experiencia como director o coordinador de mínimo cinco (5) proyectos relacionados con adquisición de sísmica marina.	1	100% durante todo el contrato
Supervisor de operaciones de adquisición	Geólogo, Ingeniero Geólogo, Ingeniero de Petróleos, Geofísico, Ingeniero con maestría en geofísica con experiencia como supervisor o coordinador de operaciones de mínimo cinco (5) proyectos relacionados con adquisición de sísmica marina.	1	100% durante la etapa de adquisición de datos
Control de Calidad	Geólogo, Ingeniero Geólogo, Geofísico con experiencia en control de calidad o coordinador de calidad de mínimo cinco (5) proyectos relacionados con adquisición de sísmica marina.	1	100% durante la etapa de adquisición de datos
Procesador sísmico	Geólogo, geofísico, físico o ingeniero de sistemas con experiencia como procesador de datos sísmicos de mínimo (5) proyectos relacionados con procesamiento de datos sísmicos marinos.	1	100% durante la etapa de procesamiento sísmico preliminar a bordo del buque.

LUGAR DE EJECUCIÓN:

El área objeto del eventual contrato, denominado ANH-COL3D-2023, se localiza en la parte Noroccidental de la cuenca Colombia, correspondiente a un programa sísmico 3D de 1470 Km² en un rectángulo de aproximadamente 32 Km por 45 Km como se observa en la Figura No 1. En este sector de la cuenca, la ANH adquirió en los años 2012 y 2014 los programas sísmicos 2D: COL-ANH-2012 de 6390 Km de longitud y COL-ANH-2014 de 8946.45 Km de longitud, respectivamente.

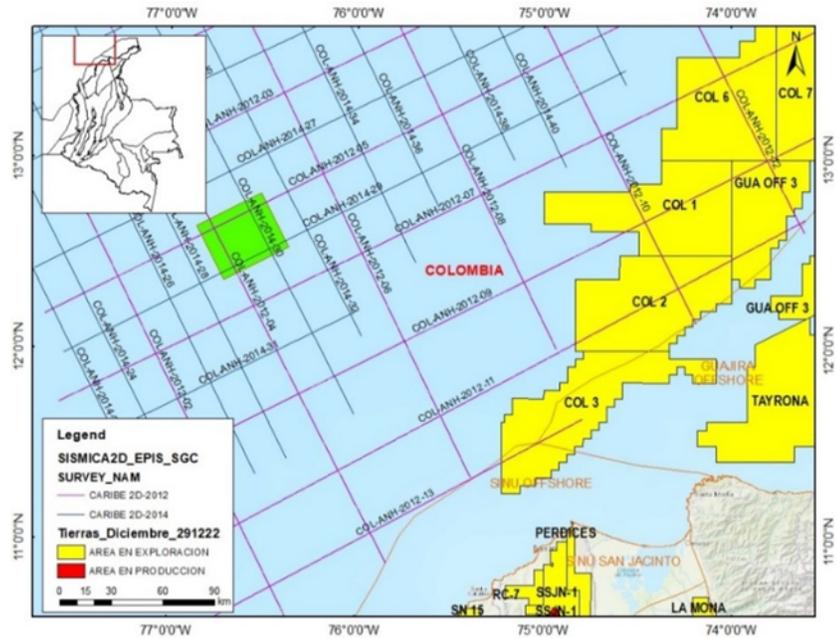


Figura 1. Localización del proyecto sísmico 3D ANH-COL3D-2023 (polígono verde).

El programa sísmico a adquirir se enmarca en las coordenadas descritas en la Tabla 1.

PUNTO	ESTE	NORTE
1	697974,02	1891773,53
2	735396,29	1910841,13
3	751285,96	1879655,89
4	713863,68	1860588,29

Tabla 1. Coordenadas del programa sísmico 3D propuesto en el sistema Magna Colombia - Bogotá

La tabla No. 2 presenta el Sistema de Proyección de Coordenadas: Magna Colombia - Bogotá

Sistema de Proyección Coordenadas: MAGNA Colombia Bogotá	
Proyección:	Transversa de Mercator
Falso Este:	1000000,00000000
Falso Norte:	1000000,00000000
Meridiano Central:	-74,07750792
Factor de Escala:	1,00000000
Latitud de Origen:	4,59620042
Unidad Linear:	Meter
<hr/>	
Sistema de Coordenadas Geográficas:	GCS_MAGNA
Dátum:	D_MAGNA-SIRGA
Meridiano Central:	Greenwich
Unidad Angular:	Grados

Tabla 2. Sistema de proyección de coordenadas.

La ANH considera que no es de carácter obligatorio la visita a la zona de trabajo, pero es preciso que los proponentes conozcan el área y su situación actual en términos ambientales, de industria

	<p>o sociales, razón por la cual el proponente podrá realizar la visita al lugar de la adquisición y sus zonas de influencia por su cuenta y riesgo.</p> <p>Es indispensable que el proponente declare por escrito dentro de la propuesta el conocimiento de la zona de estudio, no podrá hacer reclamaciones ni solicitar reajustes en los valores de los rubros respectivos, derivados del desconocimiento de las condiciones del área.</p>
PROPUESTA ECONÓMICA:	<p>Se requiere un presupuesto detallado del valor equivalente al proyecto. Los costos deben ser calculados por los diferentes componentes técnicos que integran el proyecto. Con relación a la tabla PRESUPUESTO, (se anexa formato para el cálculo del presupuesto). Dicho valor será presentado en pesos colombianos y con números enteros, y debe tener incluido todos los costos directos e indirectos, con sus respectivas tasas e impuestos, además de todos los gastos contingentes y todos aquellos que resulten necesarios para la ejecución del contrato en las condiciones de tiempo requeridos.</p> <p>Las tarifas deben ser sumas fijas, no sujetas a reajuste o modificaciones de ninguna clase.</p> <p>NOTA: Con el fin de poder realizar una comparación y consolidación real y objetiva, solicitamos NO modificar la Tabla del Presupuesto.</p>

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 **8 de mayo de 2023**.

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.

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

Anexos: Cronograma de actividades en excell
Copias: Arlex Gutiérrez – Experto G3 Grado 07 / Componente Técnico - VT

Aprobó: N/A
Revisó: Sait Khurama Gerente Gestión del Conocimiento/ Componente Técnico
Proyectó: Paula Andrea Osorio Sierra – Contratista VT/Componente Técnico
Lina María Serna Osorio- Experto G3 Grado 06 VT/Componente Técnico LMS

TABLA PARA CÁLCULO DE PRESUPUESTO

Actividades		Unidad	Cantidad	Valor Unitario*	Valor Total
1	ADQUISICIÓN	km ²	1470		
2	PROCESAMIENTO	km ²	1470		
3	GRAVIMETRÍA	km	7350		
4	MAGNETOMETRÍA	Km	7350		
5	INTERPRETACIÓN SÍSMICA	Global			
6	MOVILIZACIÓN BARCO Y PERSONAL	Global			
7	OBTENCIÓN DE PERMISOS	Global			
8	OBSERVADORES DE FAUNA MARINA Y PESCA	Global			

**En los valores unitarios se encuentran incluidos todos los costos logísticos, administrativos, financieros, técnicos y demás indispensables para el cumplimiento del objeto y el alcance del eventual contrato.*

Costo Programa	\$	-
IVA 19%	\$	-
Costo Total	\$	-

NOTA: La cotización se debe ajustar a los parámetros presentados en el documento.