



Al contestar cite Radicado 20212110002523 Id: 571373
Folios: 24 Fecha: 2021-01-08 07:29:03
Anexos: 0
Remitente: VICEPRESIDENCIA TECNICA
Destinatario: VICEPRESIDENCIA TECNICA

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 COTIZACION:	
DESCRIPCIÓN DE LA NECESIDAD:	<p>Esta contratación es necesaria y oportuna, ya que es fundamental que la ANH incremente el conocimiento de los recursos hidrocarburíferos del país principalmente en las cuenca Frontera, teniendo en cuenta que el proyecto “Identificación de Oportunidades Exploratorias” tiene contemplada esta actividad, y que por otra parte, 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, y por consiguiente aumentar el interés exploratorio real, teniendo como fin un mejor entendimiento de las características de la roca almacén y de los procesos de generación y entrapamiento de hidrocarburos.</p> <p>Dentro del plan exploratorio la ANH se ha propuesto realizar un levantamiento sísmico 3D para los proyectos de “costa afuera” (offshore), en la cuencas Colombia, mediante el uso de una herramienta con tecnología de punta, de alta calidad y con gran capacidad en la definición geométrica de los entrapamientos para hidrocarburos, capaz de insinuar la presencia de los mismos, con lo cual se podrán definir las mejores áreas para la exploración de hidrocarburos en las cuencas, y determinar áreas prospectivas para ser ofrecidas en rondas futuras</p>
OBJETO A	Adquisición, procesamiento e interpretación de 1200 km ² de sísmica 3D, ANH-COL3D-2021 en la



CONTRATAR:	cuenca Colombia.”															
ALCANCE DEL OBJETO:	<ul style="list-style-type: none"> - Adquisición de 1200 km² de sísmica 3D - Procesamiento hasta PSTM de 1200 km² de la sísmica 3D adquirida - Interpretación de 1200 km² de la sísmica 3D adquirida 															
IDENTIFICACION DEL CONTRATO A CELEBRAR:	Prestación de servicios															
CÓDIGO UNSPSC correspondiente al bien, obra o servicios a contratar:	<p>Códigos UNSPSC:</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>SEGMENT</th> <th>FAMILIA</th> <th>CLASE</th> <th>PRODUCTO</th> <th>NOMBRE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>O</td> <td>A</td> <td></td> <td>O</td> <td></td> </tr> <tr> <td>71</td> <td>11</td> <td>23</td> <td>02</td> <td>Servicios de adquisición de datos sísmicos marinos 2D/3D/4D</td> </tr> </tbody> </table>	SEGMENT	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE	O	A		O		71	11	23	02	Servicios de adquisición de datos sísmicos marinos 2D/3D/4D
SEGMENT	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE												
O	A		O													
71	11	23	02	Servicios de adquisición de datos sísmicos marinos 2D/3D/4D												
ASPECTOS TÉCNICOS:	<p style="text-align: center;">1. Marco Geológico</p> <p>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, y 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 m (656 pies) hasta los 4200 m (13,780 pies).</p> <p>En la cuenca, un 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 eventos orogénicos y erosionales que afectaron el margen noroeste de Sudamérica.</p> <p>Para poder descifrar el potencial hidrocarburífero 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 las áreas de Evaluación Técnica (TEA) que actualmente tiene reservada la ANH. 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</p>															

gas.

Debido al gran potencial que tendrían estos reservorios, la ANH ha decidido adquirir 1200 Km² de sísmica 3D, con el objeto de mejorar la caracterización de los yacimientos y disminuir el riesgo exploratorio en el área.

2. Especificaciones generales de la adquisición sísmica

El Contratista deberá proveer el barco, sistemas de navegación y posicionamiento y el procesamiento de los mismos, equipos, personal, materiales, todos los insumos, incluyendo combustible y cintas magnéticas y todos 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 las operaciones de sísmicas, 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.

2.1 Parámetros de adquisición de datos de sísmica 3D, ANH-COL3D-2021.

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

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.

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

Los envíos de datos deben incluirse los diagramas de offset de navegación detallado y preciso. Los diagramas deben identificar claramente todas las locaciones de 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.

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
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

2.2 Control de calidad de datos de sísmica 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

relevantan al contratista de cualquier responsabilidad de efectuar el control de calidad de sus datos.

2.3 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.

2.4 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.

2.5 Registro de navegación

Los registros y reportes de la línea de navegación deberán contener, pero no estar necesariamente limitados a la 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

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.

2.6 Registro de la sísmica marina

2.6.1 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 la interventoría. El Contratista deberá rectificar las deficiencias 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.

El Contratista deberá en todo momento tener a bordo todos los instrumentos de prueba necesarios para calibrar, probar y controlar los instrumentos.

2.6.2 Cintas magnéticas

Todos los datos sísmicos y de navegación serán grabados en cintas magnéticas nuevas certificadas, de marca y fabricación aceptable para 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 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 ANH podrá especificar un formato preferido de numeración e identificación.

2.7 Fuente de energía de sísmica marina

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 y el espectro de fase a través de los filtros de producción propuestos para todas las configuraciones de la fuente de energía propuesta.

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.

2.7.1 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.

2.7.2 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.

2.7.3 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 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.

2.7.4 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.

2.8 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.

2.8.1 Polaridad

La convención de polaridad deberá estar de acuerdo con las recomendaciones técnicas estándar del comité SEG, 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 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.

2.8.2 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 a entera discreción 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.

2.8.3 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 tareas sísmicas, detenidas por algún motivo.

Ninguna línea puede comenzar a registrarse, con más de dos (2) por ciento de las trazas activas malas o más de dos (2) trazas adyacentes malas o más de tres (3) 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 al necesario para cumplir con las especificaciones técnicas.

2.8.4 *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 para reemplazar cualquier controlador de profundidad defectuoso tan pronto como sea posible.

2.8.5 *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.

2.8.6 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 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.

2.9 Sistemas de posicionamiento de navegación

El Contratista deberá proponer sistemas DGPS de posicionamiento en tiempo real adecuados, y que sean aceptables para ANH y la interventoría, cubriendo las aéreas 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 del/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 ANH, las especificaciones técnicas que correspondan, a fin de que sean aprobadas y, si son aceptadas, formarán parte del Contrato.

2.9.1 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 ANH. La desviación acumulada no deberá exceder un intervalo de disparo para ninguna línea en particular.

2.9.2 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.

2.9.3 GPS Diferencial en tiempo real

Deberán proveerse al menos dos (2) sistemas GPS diferenciales (DGPS), (incluyendo computadoras, 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 seudo 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 acuerda tratar esta situación como una no operación del sistema, y accede a implementar 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.

2.9.4 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 coordinada 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 durante el período 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.

2.9.5 Preploteos

El Contratista deberá generar sus propias coordenadas de los extremos de la línea a partir de la información suministrada por 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.

2.9.6 Filtros

Cualquier filtro y otros algoritmos de procesamiento aplicados deberán estar completamente documentados y puestos a disposición de 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.

2.10 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 ANH.

2.11 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 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 todos los datos adquiridos en el intervalo de punto de disparo especificado.

2.12 Gravimetría y Magnetometría

El gravímetro y el magnetómetro grabarán su información a lo largo de las líneas sísmicas en forma continua. Los datos estarán registrados aproximadamente cada segundo durante la adquisición sísmica. Datos de la variación diurna del campo magnético serán comprados de 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 Geografico Agustin 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 y deriva instrumental. El informe final de operaciones contendrá una identificación del instrumento, y 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 le 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, 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 discriminado las componentes regional y residual, las cuales deberán interpretadas conjuntamente con las

anomalías gravimétricas.

El contratista debe evaluar cualitativa y cuantitativamente los datos gravimétricos y magnetométricos, 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.

Elaborar 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 ANH, de acuerdo con la evaluación técnica preliminar del área de estudio realizada por el contratista.

2.13 Secuencia de Procesamiento preliminar sugerida

Equipo de Procesado Abordo

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.
- 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 Abordo, 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.

2.14 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 t-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 programas sísmicos preexistentes dando continuidad a la información adquirida, con el fin de tener toda la información de la cuenca con los mismos parámetros de procesado. Las líneas serán definidas por la ANH y entregadas a la contratista.

2.15 Interpretación sísmica

La interpretación del programa sísmico comprenderá como mínimo las actividades que a continuación se describen:

- Interpretación de estructuras sísmicas.
- Interpretación en tiempo de los límites de secuencias sísmicas e interpretación detallada horizontes sísmicos.
- Descripción e interpretación de facies sísmicas.

- La cantidad estimada de horizontes por analizar será mínimo de cinco (5).
- Elaboración de mapas en tiempo para cada uno de los horizontes interpretados.
- Interpretación de la interface del sedimento y el basamento.

El proyecto se deberá interpretar en el software Petrel, aunque se da la opción de interpretarlo en otra plataforma petrotécnica pero con la obligación de migrar el proyecto a Petrel para su entrega al EPIS.

3. Productos a entregar

Los productos que el proponente debe entregar como resultado del proyecto son los siguientes y estos deben estar escritos en el idioma castellano:

3.1 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 del supervisor de la ANH.

3.2 Datos procesados

Se deben entregar también al EPIS los "gathers" con la geometría aplicada de los datos adquiridos, apilados preliminares en formato SEG Y e imagen TIFF de alta resolución para realizar control de calidad de los datos adquiridos.

3.3 Informes

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

3.3.1 Informes diarios y semanales

Durante la etapa de adquisición se deben presentar al supervisor de la ANH informes diarios y 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:

- 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.

3.3.2 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.

3.3.3 Informe final de gravimetría y magnetometría

En este informe la compañía debe presentar los resultados del análisis de la información gravimétrica y magnética adquirida. Además debe incluir las tablas con los datos crudos y datos procesados (Debe entregarse los mapas básicos hasta anomalía de Bouguer total e intensidad magnética total reducida al polo).

3.3.4 Informe y Back up del proyecto de Interpretación sísmica

Se deben entregar el informe de interpretación sísmica con y el back up del proyecto de interpretación en la plataforma de Petrel.

4. Plan de Gestión Ambiental y Plan de Gestión Social

5. Plazo de ejecución del contrato

El plazo de ejecución del contrato será de 9 meses, contemplando todas las actividades necesarias para la obtención de todos los productos. En todo caso la finalización no superará la vigencia del 2021.

6. Permisos necesarios para la operación

Para la ejecución de las actividades contractuales se harán necesarias la obtención de las siguientes autorizaciones y permisos así:

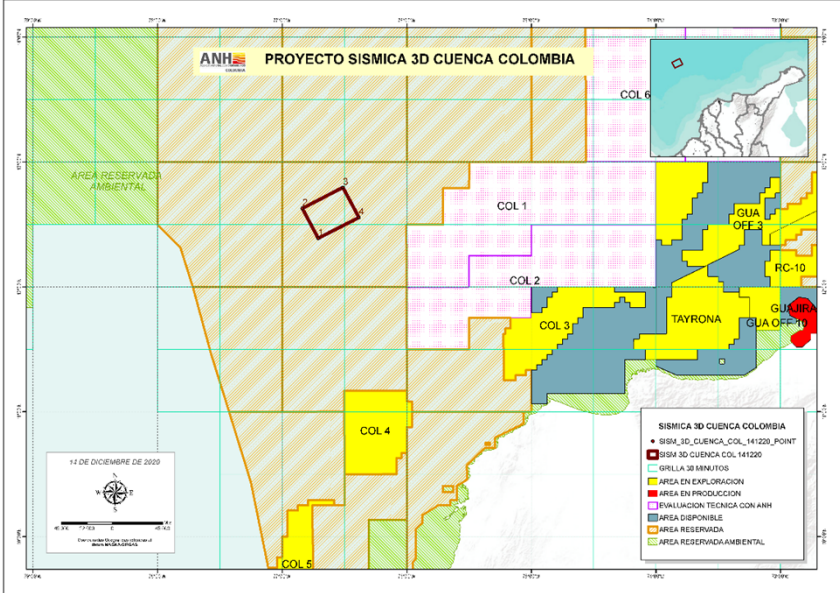
- Autorización expedida por la DIMAR de conformidad con los términos y procedimientos establecidos en el Decreto reglamentario 1070 de 2015, que regula y establece el trámite de las solicitudes para realizar investigaciones científicas o tecnológicas marinas en los espacios marítimos jurisdiccionales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

Los interesados pueden remitirse a la página web de la DIMAR en la siguiente dirección URL: <https://servicios.dimar.mil.co/SE-tramitesenlinea/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 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 de las visas de trabajo para cada uno de los tripulantes del barco.

7. 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 con experiencia como coordinador o director de mínimo (5) proyectos relacionados con adquisición 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 (5) proyectos relacionados con adquisición sísmica marina	1	100% durante la etapa de adquisición de datos
Control de Calidad	Geólogo, Ingeniero Geólogo, Geofísico con experiencia como control de calidad o coordinador de calidad de mínimo (5) proyectos relacionados con adquisición	1	100% durante la etapa de adquisición de datos

	<p>Procesador sísmico</p>	<p>sísmica marina 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.</p>	<p>1</p>	<p>100% durante la etapa de procesamiento sísmico preliminar a bordo del buque</p>
<p>LUGAR DE EJECUCIÓN:</p>	<p>Se propone adquirir un total de 1200 km² de sísmica 3D distribuidos en un rectángulo de aproximadamente 30 km por 40 km como se observa en la Figura 1.</p> <p>El propósito de esta adquisición es incrementar el conocimiento de las características estructurales, leads exploratorios, geometría, distribución y espesores de las secuencias sedimentarias en profundidad y la morfología del basamento reconocidos en los programas sísmicos.</p>  <p>Figura 1. Mapa de localización del área donde se adquirirá el programa sísmico 3D ANH-COL3D-2021 en la parte Noroccidental de la cuenca Colombia</p> <p>En la tabla 1 se especifican las coordenadas de inicio y final de cada uno de los vértices del cuadrángulo del proyecto sísmico 3D, ANH-COL3D-2021 de la cuenca Colombia.</p>			

	X	Y
1	700,000.00	1,890,000.00
2	735,640.26	1,908,159.62
3	749,259.98	1,881,429.42
4	713,619.71	1,863,269.80

Tabla 1. Coordenadas de las líneas sísmicas del Programa Sísmico 3D, ANH-COL3D-2021 de la cuenca Colombia

Sistema de Proyección Coordenadas: Gauss Krüeger Origen central

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
Sistema de Coordenadas Geográficas:	GCS_MAGNA
Dátum:	D_MAGNA-SIRGA
Meridiano Central:	Greenwich
Unidad Angular:	Grados

Tabla 3. Origen 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 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.

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.

**PROPUESTA
ECONÓMICA:**

Actividades principales	Unidad	cantidad	Valor Unitario	Valor Total
Adquisición de las	km ²	1200		

	líneas sísmicas				
	Procesamiento de líneas sísmicas adquiridas	km ²	1200		
	Gravimetría	km	6000		
	Magnetometría	km	6000		
	Interpretación sísmica	Global			
	Movilización Barco y personal	Global			
	Elaboración PGA y PGS	Global			
	Obtención de permisos	Global			
	Observadores Fauna Marina y Pesca	Global			
	Valor Total sin IVA				
	IVA (19%)				
	Valor Total				

ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO: Las firmas invitadas deberán presentar la información solicitada al correo electrónico: estudios.mercado@anh.gov.co, antes del día **15 de enero de 2021**.

CARLOS JOSE RODRIGUEZ TABORDA
VICEPRESIDENTE TECNICO
Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Aprobó: María Fernanda Escobar Jefe OAJ /Componente Jurídico.

Luis Alejandro Dávila Experto G3 Grado 7/Componente Administrativo

Revisó: Johanna Milena Aragón Sandoval.- Gestor T1 Grado 15 /Componente Jurídico

Proyectó: Carlos Alberto Rey Gerente Gestión del Conocimiento /Componente Técnico *CAR*

