

SONDEO DE MERCADO PARA CONTRATAR

MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LA IMAGEN DE LAS LÍNEAS SÍSMICAS DEL SINÚ OFFSHORE Y GUAJIRA OFFSHORE, A PARTIR DE REPROCESAMIENTO PSTM

1. INTRODUCCIÓN

Dentro de las funciones asignadas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH por la legislación colombiana, se contempla el diseño, evaluación y realización de estrategias de promoción de la exploración y explotación de hidrocarburos y su divulgación de acuerdo con las mejores prácticas internacionales, para lo cual se requiere adelantar proyectos de investigación geológica y geofísica en diferentes regiones del país. En el marco de esas competencias, la entidad tiene previsto dentro de su objetivo impulsar acciones, estudios de investigaciones técnicas y científicas como apoyo al desarrollo territorial del país.

Con el propósito de dar cumplimiento a las mencionadas disposiciones, la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH desarrolla proyectos regionales para actualizar el conocimiento técnico de las cuencas sedimentarias que administra, con el objetivo de aumentar el interés prospectivo de las mismas.

El objeto final de este proyecto es el mejoramiento de la calidad del dato sísmico en las cuencas de Sinú Offshore y Guajira Offshore ya adquirido y que reposa en el Banco de Información Petrolera - EPIS - de la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH. Esto permitirá actualizar las líneas sísmicas a procesamientos actuales tal como Prestack time Migration (PSTM), lo que optimizará la imagen sísmica redundando en un mejor entendimiento estratigráfico y estructural de las cuencas.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH realiza el presente sondeo de mercado para tener información que le permita adelantar un eventual proceso de selección para desarrollar el proyecto

2. OBJETO

La ANH está realizando el presente sondeo de mercado, con ocasión del cual desea conocer la disponibilidad de equipos (Tecnología de punta), personal y el valor aproximado para: “Mejoramiento de la calidad de la imagen de las líneas sísmicas del Sinú Offshore y Guajira Offshore, a partir de reprocesamiento PSTM.”

En razón a lo anterior, si su empresa está interesada en participar en este sondeo de mercado del que eventualmente se puede derivar la realización de un proceso formal de contratación, le agradecemos remitir la información solicitada.

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.

El área objeto del presente proyecto de reprocesamiento será dividida en cuatro (4) zonas: dos (2) (Sector A y Sector B) para la cuenca de Sinú Offshore y dos (2) (Sector C y Sector D) para la cuenca de Guajira Offshore, a continuación presentamos las zonas de trabajo.

3. MAPA DE LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO

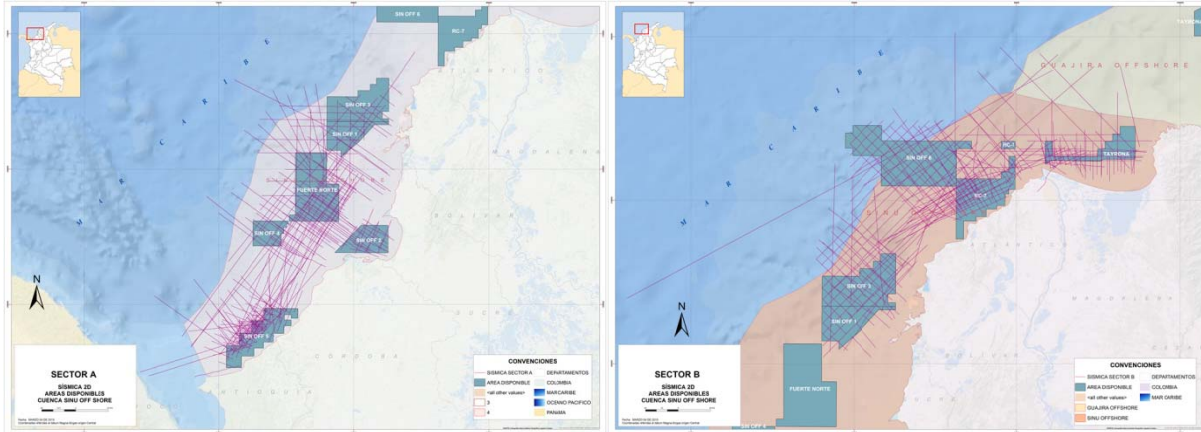


Figura 1. Ubicación de las líneas a reprocesar de la cuenca del Sinú offshore dividido en dos sectores A y B respectivamente.

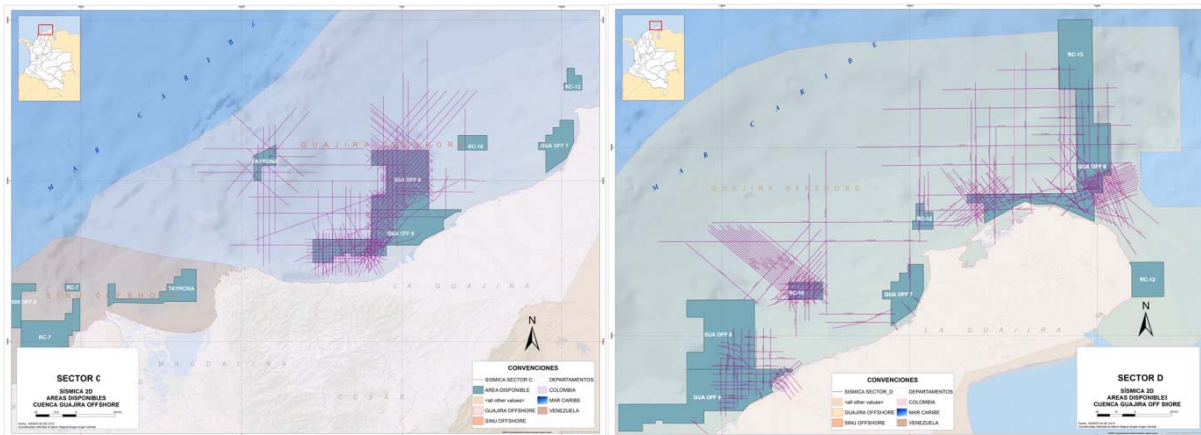


Figura 2. Ubicación de las líneas a reprocesar de la cuenca del Guajira offshore dividido en dos sectores C y D respectivamente.

SECTORES A REPROCESAR	kilómetros
SECTOR A (SINU-OFF)	9335,69
SECTOR B (SINU-OFF)	9285,23
SECTOR C (GUA-OFF)	7206,43
SECTOR D (GUA-OFF)	7288,86

Tabla 1. Número de kilómetros por cada uno de los sectores

4. ACTIVIDADES ESPECIFICAS DEL PROYECTO

- Reprocesamiento de 33.116 km de líneas sísmicas 2D de las cuencas Sinú Offshore y Guajira Offshore dividido en sectores de acuerdo a la tabla 1, utilizando el método Migración Pre- apilado en Tiempo (PSTM).

- Caracterización de la información geofísica de las cuencas y elaboración del mapa de Calidad sísmica.
- Interpretación sísmica regional de la información reprocesada, de al menos cinco (5) horizontes, usando conceptos de límites de secuencias.

5. MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LA IMAGEN DE LAS LINEAS SÍSMICAS

5.1 REPROCESAMIENTO SÍSMICO

- **Método a utilizar para el procesamiento**

El objetivo del reproceso de los datos sísmicos 2D es mejorar considerablemente la calidad de la imagen sísmica a fin de generar una mejor interpretación geológica de la cuenca a nivel regional. El método de reprocesamiento será Prestack time migration (PSTM). Sin embargo, la compañía podrá sugerir el método y la secuencia de procesamiento a aplicar, y será acordado el método entre la Agencia y la contratante.

- **Secuencia básica de procesamiento**

Se aclara que la secuencia de procesamiento descrita a continuación es básica y que al momento de adjudicar el contrato ésta será sometida a pruebas, con el fin de seleccionar los parámetros que mejor apliquen para cada programa de la cuenca, no obstante la secuencia de procesamiento variará según los resultados obtenidos.

- Control de calidad y geometría inicial
- Eliminación del efecto burbuja y conversión a fase cero
- Atenuación de ruidos en el dominio del disparo
- Eliminación de ruido organizado coherente
- SRME (Eliminación de múltiples relacionados con la superficie del agua)
- Filtro K (número de onda) y reducción de trazas (Trace Drop)
- Análisis de velocidades inicial (intervalos de 1 Km)
- Supresión de múltiples por Radon
- Atenuación de residuos de múltiples en los dominios del CMP y del Offset
- Compensación Q (solo fase) y divergencia esférica
- Integración de secuencias en líneas completas
- Análisis de velocidades de migración pre apilado en tiempo (PSTM) y cálculo del término de anisotropía "ETA" (intervalos de 1 Km)
- Migración pre apilado en tiempo (PSTM) Kirchhoff anisotrópica
- Análisis y aplicación de velocidades residuales y corrección "ETA"
- Supresión de múltiples residuales después de migración usando Radon
- Mute y apilado
- Procesamiento post apilado

Determinar los parámetros sísmicos que mejor apliquen en la cuenca. Este análisis se debe hacer a partir de los parámetros sísmicos utilizados en la adquisición y el reprocesamiento realizado, analizar los factores que dependen de las características de la onda y que varían dentro del medio sedimentario. Entre los principales parámetros se encuentran: geometría del reflector, amplitud de la onda, continuidad, disposición de las secuencias y velocidad.

Nota: El intérprete debe estar presente y dar soporte durante el desarrollo de la etapa de reprocesamiento de todos los programas sísmicos de éste proyecto

5.2 CALIDAD Y PARÁMETROS SÍSMICOS

Determinar los parámetros sísmicos que mejor apliquen en la cuenca. Este análisis se debe hacer a partir de los parámetros sísmicos utilizados en la adquisición y el reprocesamiento realizado, analizar los factores que dependen de las características de la onda y que varían dentro del medio sedimentario. Entre los principales parámetros se encuentran: geometría del reflector, amplitud de la onda, continuidad, disposición de las secuencias y velocidad.

5.3 MAPA DE CALIDAD

Se debe elaborar y colocar la información en la Geodatabase. Deberán efectuarse bajo la plataforma de software ArcGis 10.1 .

La información geográfica manejada por la ANH, está en el sistema de coordenadas MAGNA SIRGAS con origen Central. Los parámetros para este sistema son los siguientes:

#

DATUM	MAGNA-SIRGAS
ESFEROIDE	WGS84
PROYECCION	MERCATOR TRANSVERSA
FALSO ESTE	1'000.000
FALSO NORTE	1'000.000
MERIDIANO CENTRAL	-74.077508
LATITUD DE ORIGEN	4.5962

Figura 3. Sistema proyección Geográfica

La extensión tiene los siguientes valores mínimos y máximos, que cubren el territorio nacional

Y MAX	Y MIN	Y MAX	X MIN
2294273	20000	1790470	10074

La información será dispuesta de acuerdo a la siguiente estructura general de almacenamiento:

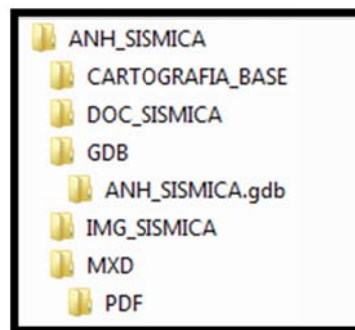


Figura 4. Estructura de directorios.

Se sugiere omitir el uso de espacios y caracteres especiales para nombrar los diferentes directorios y nombres de los archivos. Para cada una de las carpetas, se administra la información de la siguiente manera:

- Carpeta *CARTOGRAFIA_BASE*: En esta carpeta se dispone toda la cartografía base que sea pertinente para la adecuada salida grafica de los mapas generados.
- Carpeta *DOC_SISMICA*: Se almacena los documentos pertinentes a la información sísmica manejada.

- Carpeta *GDB*: Únicamente se almacena la File Geodatabase.
- Carpeta *IMG_SISMICA*: Para el almacenamiento de la información tipo raster.
- Carpeta *MXD*: se almacenan los documentos de los mapas generados en tipo *.mxd* (formato manejado por Arcgis, en versión 10.1). La subcarpeta *PDF*, se almacenan los mapas generados en formato tipo *.pdf*.

La información de la captura sísmica debe organizarse según la estructura que se creó para la File Geodatabase *ANH_SISMICA.gdb*. Cabe resaltar que la información almacenada para los puntos de sísmica (*PT_SISMICA*) y la línea sísmica (*LN_SISMICA*), no tiene ningún proceso de normalización, por ende hay una alta redundancia de datos y duplicación de la información.

Una vez se culmine el proceso de almacenamiento de la información, se procederá a normalizar las tablas y generar la base de datos aplicada a los requerimientos necesarios.

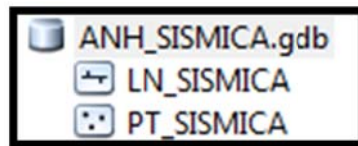


Figura 5. Estructura de Geodatabase

A continuación se describen las características de las entidades que constituyen la File Geodatabase.

Nombre Objeto: PT_SISMICA		Fuente	ANH	Tipo	Punto
Representación Gráfica					
Definición: Ubicación espacial de Los puntos asociados a líneas sísmicas					
Atributos	Tipo	Longitud	Comportamiento	Descripción	Único/Nulo
FK_ID_LINE	Text	11		Identificador único de la línea a la que pertenece el punto	Único/ No Nulo
RECEPT_DIS	Double			Distancia entre receptoras	No único/ No Nulo
SHOT_DST	Double			Distancia entre fuentes	No único/ No Nulo
SHOTP	Long Integer			Número de del shot point	No único/ No Nulo
SHOTP_ELEV	Long Integer			Elevación del shot point (m.s.m)	No único/ No Nulo
CDP_NUM	Long Integer			Número de CDP	No único/ No Nulo
RECEPT_NUM	Integer			Número rel receptor	No único/ No Nulo
RECEPT_ELE	Integer			Número del receptor]Elevación del receptor (m.s.n)	No único/ No Nulo
LATITUDE	Text	100		Coordenadas geográficas WGS84	No único/ No Nulo
LONGITUDE	Text	100		Coordenadas geográficas WGS84	No único/ No Nulo
COORD_CDP_X	Double			Coordenadas planas (Este en metros sistema Magna origen Central	No único/ No Nulo
COORD_CDP_Y	Double			Coordenadas planas (Norte en metros) sistema Magna origen Central	No único/ No Nulo
COORD_CDP_Z	Double			Coordenadas planas (Elevación en metros) sistema Magna Origen Central	No único/ No Nulo
COORD_SHOT_X	Double			Coordenadas planas del shot (Este en metros) sistema Magna Origen Central	No único/ No Nulo
COORD_SHOT_Y	Double			Coordenadas planas del shot (Norte en metros) sistema Magna Origen Central	No único/ No Nulo
PROFUNDIDAD	Double			Profundidad del pozo	No único/ No Nulo
CARGA	Text	30		Tamaño de la carga	No único/ No Nulo
GEODET_PARAMET	Text	255		Parámetros geodésicos de adquisición (Datum, Origen)	No único/ No Nulo
FUENTE	Text	100		Tipo de fuente	No único/ No Nulo
GEOFONO	Text	30		Tipo geófono	No único/ No Nulo
TIPO_MIGRACION	Text	15		To'p de ,ograc'o'pm	No único/ No Nulo
PROCESAMIENTO	Text	300		Tipo de procesamiento final	No único/ No Nulo
SENAL_RUIDO	Text	10	Lista	Rlación señal/Ruido	No único/ No Nulo
BASAMENTO	Text	10	Lista	Visualización Basamento	No único/ No Nulo
OBJ_GEOL	Text	700		Descripción	No único/ No Nulo
OBSERVACIO	Text	400		Comentarios de adquisición, procesamiento e interpretación	No único/ No Nulo
RECOMENDAC	Text	300		Recomendaciones	No único/ No Nulo

Nombre Objeto: LN_SISMICA	Fuente	ANH	Tipo	Representación Gráfica	Línea
Definición: Ubicación espacial de las líneas sísmicas					
Atributos	Tipo	Longitud	Comportamiento	Descripción	Unico/Nulo
PK_ID_LINE	Text	11		Identificador único de la línea.	único/ No Nulo
SURVEY_NAME	Text	150		Nombre del programa sísmico del punto	No único/ No Nulo
COMPANY_NAME	Text	70		Nombre de la compañía que contrató la sísmica	No único/ No Nulo
OPERATOR_NAME	Text	255		Compañía que adquiere la sísmica	No único/ No Nulo
CHANNEL_NUM	Integer			Número de canales	No único/ No Nulo
FOLD	Text	100		Cubrimiento o Fold	No único/ No Nulo
LINE_LENGT	Double			Longitud de la línea	No único/ No Nulo
REG_TIME	Double			Tiempo de registro (segundos)	No único/ No Nulo
SAMPLE_RAT	Double			Rata de Muestreo (milisegundos)	No único/ No Nulo
ARRANG_TYPE	Text	100		Tipo de tendido	No único/ No Nulo
MAX_OFFSET	Text	25		Offset Máximo	No único/ No Nulo
AZIMUT	Text	70		Orientación de la línea (Azimut)	No único/ No Nulo
DATUM_REPROCESO	Text	255		Plano de referencia del proyecto de procesamiento (Original)	No único/ No Nulo
ANO_ADQ	Date	100		Año de adquisición	No único/ No Nulo
VEL_REEMP	Double			Velocidad de reemplazamiento	No único/ No Nulo
ANO_PRO	Date			Año de último procesamiento	No único/ No Nulo
EQUIPO	Text	100		Equipo de registro	No único/ No Nulo

Tabla 2. Características de las entidades que constituyen la File Geodatabase.

5.4 INTERPRETACIÓN SISMO-ESTRATIGRÁFICA Y ESTRUCTURAL

Integración de la información de geología, pozos y secciones sísmicas.

- Calibrar las secciones sísmicas con los datos de pozos.
- Interpretar al menos 5 horizontes sísmicos asociados a la secuencia sedimentaria.
- Identificar las estructuras principales dentro de las secciones sísmicas, y elaborar sección estructural regional viable.
- Generar mapas en tiempo para cada uno de los horizontes
- Realizar informe de integración de la información en un modelo conceptual de evolución geotectónica.

5.5 PRODUCTOS A ENTREGAR POR EL CONTRATISTA

- Procesamiento.
 - Geometrías en formato SEG Y de cada una de las líneas con un “header” donde se explique la ubicación de cada parámetro.
 - “Gathers” antes de entrar a la migración.
 - Apilado finales in in y out – out en format SEG Y, cada una de las líneas sísmicas entregadas
 - Secciones sísmicas con procesado post apilado en tiempo in in y out-out en format SEG Y cada una de las líneas sísmicas entregadas.
 - Secciones sísmicas con procesado pre apilado en tiempo (PSTM) in in y out-out en format SEG Y de cada una de las líneas sísmicas entregadas
 - Reporte de las pruebas de procesado realizadas a cada programa.
 - Secuencia de procesamiento utilizadas y aprobada por las partes.
 - Campo de velocidades en formato SEG Y
 - Secciones sísmicas en formato TIFF de alta resolución.
 - Informe final de procesamiento sísmico donde se escriba claramente los pasos aplicados en el procesamiento de la información y los resultados obtenidos evidenciando las mejoras realizadas con la secuencia de procesamiento aplicada.

- **Mapa de calidad**

- Informe con los análisis de los parámetros de adquisición las líneas sísmicas reprocesadas de la cuenca.
- Mapa de calidad sísmica con base en las líneas sísmicas reprocesadas en éste proyecto.
- Base de datos de la información detallada teniendo en cuenta los parámetros establecidos en el numeral 3.3.

- **Interpretación**

- Secciones sísmicas interpretadas de acuerdo a lo estipulado en la sección 5.4, estructuradas en una de las siguientes plataformas: Geographix, Kingdom Suite, Petrel o cualquier software que sea compatible con los anteriores. (El contratista debe certificar y cargar en la ANH los datos de la interpretación):
- Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas en formato de alta resolución.
- Informe ejecutivo donde se describa el procedimiento y las conclusiones de las secciones estructurales regionales elaboradas, adicionalmente las secciones estructurales regionales en formato de imagen de alta resolución. (La escala será convenida con las ANH posteriormente).
- Mapas en tiempo para cada uno de los horizontes. Informe de integración de la Información en un modelo de evolución geológica

- **Reportes**

Los reportes que el Contratista deberá entregar como resultado de cada una de las fases del proyecto son los siguientes:

- ✓ **Informes Semanales**

Durante la ejecución del contrato, el contratista debe presentar al Supervisor de la ANH informes semanales del avance del proyecto, el formato será acordado entre las partes y aprobado por el supervisor del contrato.

- ✓ **Informe mensual**

El contratista entregará el resumen ejecutivo con la información general del contrato y de su avance acompañados por gráficos, cuadros estadísticos, fotografías, análisis y comentarios en todos sus aspectos. Estos informes incluirán una evaluación permanente de cada una de las actividades ejecutadas e índices de gestión mensual. Se incluirá un registro de las notas conformado por todos los temas que se desarrollen durante la operación entre el contratista y la ANH. El informe mensual se debe entregar durante la siguiente semana al mes vencido, además serán recopilados y entregados en un solo volumen al supervisor de la ANH.

- ✓ **Informe de reprocesamiento.**

Se debe entregar un informe de reprocesamiento que contenga un inventario de los programas sísmicos, describiendo detalladamente cada uno de los pasos en la secuencia de procesamiento utilizada en este proyecto. Además debe incluir un análisis detallado por programa del reprocesamiento realizado, teniendo en cuenta logros, dificultades y otros aspectos.

Se deben entregar las líneas sísmicas reprocesadas hasta PSTM, de acuerdo a los lineamientos establecidos en el manual de entrega de información petrolera vigente y la ley general de archivos que el

contratista declara conocer, y suministrar a la ANH copias que atestigüen recibo y la aprobación de dicho material en el EPIS. El manual del usuario puede ser consultado en la página web: www.epis.com.co

✓ **Informe de Interpretación**

- Presentar un informe de interpretación teniendo en cuenta los aspectos mencionados en las actividades, diseñado de tal manera que muestre gráficamente todos los aspectos novedosos de este proceso e ilustre de manera adecuada el aporte que se hace para la promoción de estas cuencas.
- Todo el material gráfico debe ser presentado en formato Adobe Illustrator / Corel Draw para su verificación e integración. Los textos en formato Word, los mapas en Arcgis, las bases de datos en Access y copias de todo lo anterior en formato PDF vectorial. Para cada actividad de debe incluir una presentación en Powerpoint con material gráfico explicativo de las metodologías y los resultados obtenidos (La presentación final de los resultados del contrato debe ser revisada y aprobada por el supervisor). La información presentada debe observar los parámetros técnicos de presentación de informes, contenidos en la Norma Técnica Colombiana NTC.
- La estructura de los diferentes informes será definida entre la ANH y el contratista de acuerdo a criterios que permitan un adecuado seguimiento del proyecto.

✓ **Informe ejecutivo**

Deberá incluir además un resumen tipo ejecutivo que describa el procesamiento en general y la interpretación de las cuencas.

6. EQUIPO MINIMO DE TRABAJO

Todos los profesionales relacionados en el cuadro deberán contar con tarjeta profesional (ó Acta de grado en los casos que por la profesión no se expida la anterior) que los acredite como Ingeniero, Geofísico o Geólogo, según sea el caso.

Cargo	Profesión y requerimientos habilitantes	Cantidad	Dedicación
Director del Proyecto	Geólogo y/o, Ingeniero Geólogo y/o, Geofísico y/o, Ingeniero Geofísico y/o, con experiencia específica como coordinador o director de mínimo (10) proyectos relacionados con procesamiento de datos sísmicos ó interpretación sísmica marina.	1 (Uno por cada sector o subproceso)	100% durante todo el proyecto
Procesador sísmico sénior	Geólogo y/o, ingeniero geólogo y/o, geofísico y/o, Ingeniero Geofísico o Físico (se aclara que no es licenciatura) y/o ingenieros de sistemas, electrónicos, eléctricos y con maestría en geofísica y/o procesamiento de ondas y/o procesamiento de señales con experiencia específica certificada en mínimo (10) proyectos de procesamiento o reprocesamiento de datos de Sísmicos Marinos.	1 (Uno por cada sector o subproceso)	100% durante todo el proyecto
Intérprete sísmico	Geólogo y/o, Ingeniero Geólogo y/o, Geofísico y/o, Ingeniero Geofísico con experiencia específica certificada en mínimo (10) proyectos de interpretación de datos de Sísmicos Marinos 2D o 3D.	1 (Uno por cada sector o subproceso)	100% durante todo el proyecto

8. PLAZO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO

El tiempo de ejecución estimado es de seis (6) meses, pero la fecha límite de ejecución es el 30 de noviembre de 2015.

9. SOLICITUD DE MERCADO

- Se requiere un presupuesto detallado del valor equivalente al proyecto. Los costos deben ser calculados por análisis de precios unitarios y por el valor total de cada actividad que se debe registrar en las tablas a continuación: PRESUPUESTO”, (Se anexa formato para el cálculo del presupuesto). Dicho valor será presentado en pesos Colombianos y debe tener incluido todos los costos directos e indirectos, con sus respectivas tasas e impuestos.
- Los factores de costos y gasto a incluir deben considerar gastos contingentes, gastos de administración y utilidades para el consultor, y todos aquellos que resulten necesarios para la ejecución del contrato en las condiciones de tiempo requeridos.
- Las tarifas deben ser sumas fijas, no sujetas a reajuste o modificaciones de ninguna clase, en función de eventuales variaciones que puedan experimentar los factores de costos y gasto que las integren, durante la a ejecución del proyecto.
- La firma participante en el presente sondeo de mercado, debe entregar cronograma con el tiempo de ejecución del proyecto.
- Disponibilidad de equipos y personal: la firma participante en el presente sondeo de mercado, debe especificar si tiene la disponibilidad inmediata de los equipos y personal requeridos para ejecutar el presente proyecto o la fecha más próxima para disponer de los mismos.
- El procesamiento deberá desarrollarse en la ciudad de Bogotá con el fin de facilitar las tareas de supervisión y de interventoría., adicionalmente debe tener una oficina dotada con equipos y software para los supervisores de la ANH.
- La tabla de presupuesto debe diligenciarse en pesos.

10. ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO

Las firmas invitadas deberán entregar la información solicitada en el presente sondeo de mercado al correo electrónico: jacqueline.garcia@anh.gov.co O carlos.rey@anh.gov.co, antes del día 24 de marzo de 2015.

MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE LA IMAGEN DE LAS LÍNEAS SÍSMICAS DEL CARIBE, A PARTIR DE REPROCESAMIENTO PSTM E INTERPRETACIÓN SÍSMICA.			
ACTIVIDADES	CANTIDAD	VALOR UNITARIO	VALOR TOTAL
PROCESAMIENTO			
1. REPROCESAMIENTO SÍSMICO UTILIZANDO EL METODO PSTM POR KILOMETRO*			
2. REPROCESAMIENTO SÍSMICO HASTA POST APILADO POR KILOMETRO*			
3. ANÁLISIS DE DATOS SÍSMICOS Y MAPA DE CALIDAD SÍSMICA			
VALOR DEL PROCESAMIENTO			

INTERPRETACIÓN			
3. SECCIONES SÍSMICAS INTERPRETADAS POR KM			
VALOR DEL INTERPRETACIÓN			
TOTALES			
COSTO TOTAL			
IVA 16%			
VALOR TOTAL DE LA PROPUESTA			
NOTA: EN TODOS LOS VALORES UNITARIOS DEBE ESTAR INCLUIDOS TODOS LOS COSTOS DE LOGÍSTICOS, ADMINISTRATIVOS, FINANCIEROS Y TÉCNICOS INDISPENSABLES PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO			

Tabla 3. Presupuesto para cada uno de los sectores (cada subproceso o sector debe llevar un análisis de presupuesto independiente)

* Nota: el valor del reprocesamiento migración post apilado no se tiene en cuenta para efectos del análisis. Sin embargo, en caso de realizarse alguna línea con este método (por que no se pudo obtener PSTM), se pagará al precio estipulado en la tabla de la propuesta económica. Por favor colocar solamente el valor unitario para el numeral 2

Se debe realizar una propuesta económica para cada sector según la siguiente tabla:

SECTOR A REPROCESAR	kms
SECTOR A (SINU-OFF)	9335,69
SECTOR B (SINU-OFF)	9285,23
SECTOR C (GUA-OFF)	7206,43
SECTOR D (GUA-OFF)	7288,86

Proyectó: Jacqueline García Varón
Revisó: Carlos Rey