



SONDEO DE MERCADO PARA REALIZAR:

PROYECTO: DESARROLLO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA PARA EL SECTOR DE HIDROCARBUROS. OBJETIVO ESPECÍFICO 1. PRODUCTO: ESTUDIOS EN PROCESAMIENTOS SÍSMICOS Y RIESGOS GEOLÓGICOS.

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 cometido impulsar acciones, estudios de investigación técnico y científico como apoyo al desarrollo territorial del país.

El proyecto “*Ciencia y Tecnología*”, tiene como objeto “*Asegurar la transferencia del conocimiento y la apropiación tecnológica para el sector de hidrocarburos a partir de la investigación y desarrollo experimental, la ejecución de actividades de servicios científicos y tecnológicos, la formación y capacitación científica y tecnológica, logrando con ello un modelo que proporcione información que fortalezca la capacidad del sector en los nuevos retos exploratorios*”.

En este orden, el reto de la ANH es apropiar y aplicar la cláusula de Transferencia de Tecnología del contrato de Exploración y Producción (E&P) que la ANH suscribe con las compañías petroleras que han resultado adjudicatarios de áreas destinadas a la búsqueda de hidrocarburos. Básicamente lo que pretende es aumentar la productividad y garantizar la sostenibilidad de largo plazo de la actividad petrolera.

El aumento de la productividad por esta vía, se logra acrecentando el conocimiento, las habilidades, las técnicas y, en fin, todo lo que apunte a mejorar y desarrollar las capacidades intelectuales de los nacionales.

Por otro lado, la garantía de la sostenibilidad de largo plazo de los países exportadores de recursos naturales no renovables se alcanza tomando parte del valor monetario del recurso producido para reinvertirlo en la mejora del “conocimiento” de su talento humano. Así, el recurso, por su característica intrínseca de agotable, va siendo reemplazado por un acervo de capacidades técnicas que más adelante podrán ser empleadas en la generación de valor en el sector energético para la sustitución del recurso hidrocarburífero y, adicionalmente, en otros sectores de la economía para el desarrollo integral del país.

La ANH se encargará de contratar la ejecución del Proyecto de Ciencia y Tecnología.

Dentro del proyecto de Ciencia y Tecnología se ha programado, dentro del Objetivo Específico 1, llevar a cabo el “*estudio de estimación del riesgo geológico a través de técnicas de atributos sísmicos en offshore para tres áreas piloto*”.

El interés en el estudio de los riesgos geológicos en estratos cercanos al fondo marino tiene su origen conjuntamente con el inicio de la exploración petrolera costa afuera. El riesgo implícito asociado por



inestabilidad de los sedimentos en el fondo para la ubicación de una plataforma, por la perforación en los primeros metros de bolsones de gas o agua sobre-presurizada, inestabilidad por actividad sísmica asociada a la presencia de fallas geológicas, entre otras. O el riesgo asociado a la inestabilidad de esos mismos sedimentos del fondo sobre tuberías permanentes de distribución de la producción de petróleo o gas a tierra, son algunas de las causantes de desastres ambientales con posibles pérdidas humanas y contaminación de las aguas.

También permite la identificación de hidratos de gas y la caracterización de geohazards asociados al fondo oceánico.

Los resultados del proyecto de investigación de tecnología de punta en especial aquellos que permitan estimar el riesgo geológico asociado a acumulaciones de gas y facies geológicas en sedimentos recientes, depositados en áreas offshore que puedan impactar el desarrollo de actividades exploratorias (ubicación de plataformas petroleras, perforación de pozos exploratorios) generará mapas de riesgo que podrán superponerse a mapas de crecimiento de corales, de migraciones de fauna marina, de información metaoceánicas y otros de carácter ambiental. Además el desarrollo de actividades de transferencia de tecnología a lo largo de la ejecución del proyecto, tales como: cursos específicos, participación activa en la consecución de los objetivos son fundamentales para afrontar los retos del sector.

Los objetivos, población objeto y ente ejecutor idóneo de la actividad que se desarrollará en el marco de este proyecto, se justifica en consideraciones legales que se enuncian:

- **La Ley 1286 de 2009**, que diseñó una serie de políticas para fortalecer el Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación en Colombia, con el fin de darle valor agregado a los productos y servicios de la economía y propiciar el desarrollo productivo y una nueva industria nacional.

- **El Decreto Ley 591 de 1991**, que define las actividades científicas y tecnológicas, la investigación científica y desarrollo tecnológico, desarrollo de nuevos productos y procesos, la creación y apoyo a centros científicos y tecnológicos y conformación de redes de investigación e información, así como el desarrollo de proyectos de innovación que incorporen tecnología, creación, generación, apropiación y adaptación de la misma, la transferencia tecnológica que comprende la negociación, apropiación, desagregación, asimilación, adaptación y aplicación de nuevas tecnologías nacionales o extranjeras y la cooperación científica y tecnológica nacional e internacional.

- **El Acuerdo 02 de 2013**, de la ANH mediante el cual se señalan los términos y condiciones generales para acceder a los aportes para formación, fortalecimiento institucional y transferencia de tecnología derivados de la ejecución de los Contratos de Exploración y Producción -E&P- y Especiales suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

- **Las Guías Sectoriales de Proyectos del Departamento Nacional de Planeación (DNP)**. Específicamente lo consignado en la Guía 2. De Programas y Proyectos de Ciencia, Tecnología e Innovación de agosto 3 de 2012.

1. OBJETO

La ANH está interesada en contratar el *“estudio de estimación del riesgo geológico a través de técnicas de atributos sísmicos en offshore para tres áreas piloto”*.



1.1. Localización

Se propone reprocesar un total de 9.750 Km de sísmica 2D, distribuidos en 3 áreas piloto así:

- **Área Piloto 1. Caribe Colombiano.** Reprocesamiento de 3.250 km de sísmica 2D y estimación del riesgo geológico a través de técnicas de atributos sísmicos.
- **Área Piloto 2. Caribe Colombiano** Reprocesamiento de 3.250 km de sísmica 2D estimación del riesgo geológico a través de técnicas de atributos sísmicos.
- **Área Piloto 3. Pacífico Colombiano.** Reprocesamiento de 3.250 km de sísmica 2D y estimación del riesgo geológico a través de técnicas de atributos sísmicos.

Los kilómetros indicados para cada área piloto estarán distribuidos entre las líneas sísmicas adquiridas en los programas sísmicos ANH-2012 y ANH-2014. La selección definitiva de las líneas a reprocesar se hará de acuerdo a lo dispuesto por la Vicepresidencia Técnica de la ANH.

En las tablas siguientes se especifican las coordenadas de inicio y final de cada una de las líneas de los programas sísmicos 2D en el offshore colombiano (Tabla 1, Tabla 2 y Tabla 3).

Nombre	Long_km	Latitud	Longitud	E	N
CCOL-ANH-2012-01	363,1	131641.33N	0773909.04W	212589,2	1469424,0
CCOL-ANH-2012-01		144101.09N	0743657.60W	541343,1	1623370,3
CCOL-ANH-2012-02	329,8	102559.71N	0761717.59W	358996,7	1153602,3
CCOL-ANH-2012-02		130554.12N	0773836.78W	213351,1	1449513,2
CCOL-ANH-2012-03	555,75	124531.50N	0773519.29W	218923,3	1411860,2
CCOL-ANH-2012-03		145851.86N	0725840.80W	717438,7	1657224,7
CCOL-ANH-2012-04	362,1	105538.45N	0755137.75W	405971,1	1208079,9
CCOL-ANH-2012-04		134934.63N	0772420.81W	239935,7	1529820,0
CCOL-ANH-2012-05	687,7	121048.93N	0773937.06W	210501,1	1347905,2
CCOL-ANH-2012-05		145759.87N	0715848.52W	824838,4	1656847,6
CCOL-ANH-2012-06	342,6	112013.50N	0752328.32W	457312,7	1253279,8
CCOL-ANH-2012-06		140656.22N	0764700.24W	307478,3	1561243,9
CCOL-ANH-2012-07	716,7	114429.52N	0773205.61W	223710,7	1299217,4
CCOL-ANH-2012-07		143509.90N	0713542.45W	866934,0	1615293,7
CCOL-ANH-2012-08	306,85	114843.60N	0745014.61W	517713,7	1305782,4
CCOL-ANH-2012-08		141806.66N	0760459.93W	383160,4	1581382,8
CCOL-ANH-2012-09	694,6	111337.47N	0772302.98W	239676,6	1242142,5
CCOL-ANH-2012-09		140125.66N	0713935.58W	860846,4	1552908,7
CCOL-ANH-2012-10	280,65	121103.80N	0741239.18W	585846,2	1347067,8
CCOL-ANH-2012-10		142653.09N	0752244.54W	459147,5	1597316,5
CCOL-ANH-2012-11	450,2	104506.13N	0771412.76W	255374,4	1189416,5
CCOL-ANH-2012-11		124106.99N	0733611.91W	651661,4	1402737,9
CCOL-ANH-2012-12	241,7	123923.00N	0733754.22W	648591,5	1399526,5
CCOL-ANH-2012-12		143602.41N	0743857.70W	537765,5	1614188,2



CCOL-ANH-2012-13	128,95	102329.25N	0770747.28W	266817,6	1149476,1
CCOL-ANH-2012-13		105655.85N	0760542.50W	380335,4	1210540,6
CCOL-ANH-2012-14	208,85	130230.39N	0731254.08W	693561,3	1442436,1
CCOL-ANH-2012-14		144515.84N	0740135.84W	604768,2	1631388,6
CCOL-ANH-2012-16	204,95	131254.70N	0724111.17W	750729,4	1462091,2
CCOL-ANH-2012-16		145415.80N	0732750.99W	665204,3	1648320,8
CCOL-ANH-2012-18	164,6	133248.62N	0721528.57W	796790,2	1499274,5
CCOL-ANH-2012-18		145532.95N	0724944.47W	733525,6	1651261,2
CCOL-ANH-2012-20	190,65	131854.89N	0713827.56W	863978,1	1474457,3
CCOL-ANH-2012-20		145537.93N	0721549.29W	794370,6	1652085,8
TOTAL Km	6.229,75				

Tabla 1. Coordenadas de las líneas sísmicas 2D-2012 offshore Colombia.

Nombre	Long_km	X_STAR_LIN	X_END_LINE	Y_STAR_LIN	Y_END_LINE
CCOL-ANH-2014-01	191	414.682,66	587.253,33	1.975.079,98	2.055.756,06
CCOL-ANH-2014-02	424	685.391,78	498.530,30	1.699.169,63	2.079.342,59
CCOL-ANH-2014-03	246	425.267,77	647.123,94	1.952.431,46	2.057.687,82
CCOL-ANH-2014-04	409	703.927,70	521.818,54	1.709.069,42	2.075.239,29
CCOL-ANH-2014-05	285	436.512,58	694.603,12	1.933.249,13	2.055.163,90
CCOL-ANH-2014-06	145	619.430,64	554.663,38	1.930.052,77	2.059.590,17
CCOL-ANH-2014-07	418	446.434,47	823.033,40	1.907.452,20	2.089.378,98
CCOL-ANH-2014-08	359	740.734,76	584.569,45	1.728.727,58	2.052.305,36
CCOL-ANH-2014-09	181	457.014,20	620.432,00	1.889.847,70	1.966.764,28
CCOL-ANH-2014-10	347	759.005,88	606.615,59	1.738.485,95	2.050.004,89
CCOL-ANH-2014-11	496	515.947,57	965.581,13	1.889.731,14	2.100.195,89
CCOL-ANH-2014-12	321	798.557,42	652.605,14	1.764.181,80	2.050.135,11
CCOL-ANH-2014-13	423	983.823,73	604.131,04	2.054.082,64	1.867.604,15
CCOL-ANH-2014-14	272	799.921,14	675.963,41	1.815.323,16	2.057.576,75
CCOL-ANH-2014-15	399	977.803,12	621.000,24	1.996.846,67	1.818.991,80
CCOL-ANH-2014-16	228	730.870,80	830.086,95	2.065.752,52	1.860.018,86
CCOL-ANH-2014-17	190	635.609,61	806.507,50	1.766.503,10	1.849.703,56
CCOL-ANH-2014-18	223	756.037,63	853.216,43	2.072.397,46	1.871.583,59
CCOL-ANH-2014-19	170	649.823,42	801.907,48	1.712.985,72	1.788.890,45
CCOL-ANH-2014-20	198	812.088,88	898.241,80	2.075.396,37	1.896.717,62
CCOL-ANH-2014-21	159	481.664,05	638.316,14	2.067.307,54	2.041.033,61
CCOL-ANH-2014-22	199	834.166,41	920.600,29	2.087.848,65	1.908.590,75
CCOL-ANH-2014-24	156	956.506,25	886.435,10	1.954.983,58	2.094.692,54
CCOL-ANH-2014-25	265	589.142,85	850.079,36	2.042.324,18	2.087.698,49
CCOL-ANH-2014-26	140	972.437,66	909.675,77	1.981.678,93	2.106.348,92
TOTAL Km	6.844				

Tabla 2. Coordenadas de las líneas sísmicas 2D-2014 offshore en la Cuenca Colombia.

Nombre	Long_km	X_STAR_LINE	X_END_LINE	Y_STAR_LINE	Y_END_LINE
PAC-ANH-2014-01	287	260.055,72	496.677,48	1.007.524,32	844.600,61
PAC-ANH-2014-02	238	428.719,72	283.153,60	910.423,67	722.123,25
PAC-ANH-2014-03	287	226.029,08	462.650,84	958.105,83	795.182,12



PAC-ANH-2014-04	275	481.417,46	313.414,22	880.096,07	662.164,54
PAC-ANH-2014-05	265	224.736,72	444.234,36	921.841,60	772.840,81
PAC-ANH-2014-07	252	217.080,89	425.116,46	890.783,63	749.563,44
PAC-ANH-2014-09	276	179.726,90	408.656,90	878.730,67	724.917,63
PAC-ANH-2014-11	277	151.895,93	381.537,06	837.192,29	682.584,21
TOTAL Km	2.157				

Tabla 3. Coordenadas de las líneas sísmicas 2D-2014 offshore en el Pacífico.

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

Tabla 4. Origen de Coordenadas.

2. ACTIVIDADES GENERALES

El interés en el estudio de los riesgos geológicos en estratos cercanos al fondo marino tiene su origen conjuntamente con el inicio de la exploración petrolera costa afuera. El riesgo implícito asociado por inestabilidad de los sedimentos en el fondo para la ubicación de una plataforma, por la perforación en los primeros metros de bolsones de gas o agua sobre-presurizada, inestabilidad por actividad sísmica asociada a la presencia de fallas geológicas, entre otras. O el riesgo asociado a la inestabilidad de esos mismos sedimentos del fondo sobre tuberías permanentes de distribución de la producción de petróleo o gas a tierra, son algunas de las causantes de desastres ambientales con posibles pérdidas humanas y contaminación de las aguas.

La aplicación de técnicas de Amplitud vs Offset (AVO) e inversión sísmica son técnicas muy usadas desde la década de los ochenta en la exploración petrolera, en yacimientos de petróleo o gas con rangos en profundidad que pueden variar entre los 2.000 pies a los 12.000 pies de profundidad. En los tiempos más recientes estas técnicas han demostrado ser muy útiles para la identificación de potenciales riesgos someros asociados a zonas sobre-presurizadas debido a presencia de gas o agua y a la caracterización de los hidratos de gas ubicados a cientos de pies del fondo marino.

Empresas petroleras a nivel mundial como BP, Shell, Repsol, Exxon-Móvil, entre otras, utilizan estas prácticas para mitigar sus riesgos exploratorios en exploración y producción costa afuera. Recientemente, el consorcio ENI-Repsol-PDVSA, en un bloque en el Golfo de Venezuela para la perforación del pozo Perla y todos los demás pozos de desarrollo y diseño de las líneas de distribución



de la producción de gas a tierra condujeron un estudio de riesgo geológico con características similares. En Colombia no hay reportes públicos donde se muestren estudios como estos realizados por alguna de las operadoras existentes en los bloques costa afuera. La ANH y Ecopetrol no incluyen estos métodos para conocer el riesgo geológico dentro de sus mejores prácticas.

2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Generar mapas de riesgo geológico para los estratos cercanos al fondo marino (aproximadamente de 1 s a 1,5 s) en tres áreas piloto ubicadas en cuencas de interés exploratorio del offshore colombiano.
- Generar perfiles de geopresiones para diseño geomecánico de pozos, usando atributos sísmicos.
- Identificación de hidratos de gas y geohazards.
- Permitir el desarrollo de competencias de geólogos del sector público hidrocarbúfero en el uso de atributos sísmicos especializados y su integración con otras disciplinas de las geociencias para la estimación de riesgos geológicos.

2.2 METODOLOGÍA PROPUESTA Y ACTIVIDADES

- Reprocesamiento y acondicionamiento del dato sísmico 2D/3D, garantizando pseudo verdadera amplitud y haciendo énfasis especial en mejorar la imagen en los primeros segundos del fondo marino.
- Aplicar técnicas de procesamiento sísmico especial y atributos (AVO y módulos elásticos) para estimar el riesgo geológico (geohazards) asociado a acumulaciones de gas, hidratos y facies geológicas en sedimentos recientes, depositados en áreas offshore que puedan impactar el desarrollo de actividades exploratorias.
- Interpretación sísmo estratigráfica/estructural para la definición de facies sísmicas en sedimentos recientes.
- Integración multidisciplinaria (información disponible de sismología, satelital, oceanográfica, batimétrica, entre otras) para la generación de mapas de riesgo geológico.
- Desarrollo de actividades de formación y capacitación científica y tecnológica a lo largo de la ejecución del proyecto, tales como: cursos específicos, participación activa en la consecución de los objetivos específicos y divulgación de los resultados obtenidos.

2.2.1 Reprocesamiento sísmico hasta PSTM y acondicionamiento del dato

El contratista y la ANH definirán la secuencia de procesamiento definitiva a partir de las pruebas realizadas a una línea de cada programa sísmico. La secuencia preliminar básica propuesta es la siguiente:

Secuencia de procesamiento básica

1. Conversión a formato SEG-Y desde el formato en el que se encuentre la información al comenzar el contrato.
2. Geometría. Para la construcción de la geometría es esencial definir correctamente las coordenadas (X, Y, Z) de cada una de las estaciones (fuentes y receptores), así como algunas otras características como el offset y el azimut (skid) entre otras. La reconstrucción de las geometrías de programas antiguos, en algunos casos estos datos deben ser introducidos manualmente, para la ANH es indispensable cuantificar y unificar esta información.



3. Asignación de Geometría. Una vez definida la geometría de la línea sísmica se procede a su implantación de manera que cada traza de cada uno de los tiros de campo queda perfectamente ubicada. Esta geometría debe ser entregada en formato SEG Y a la ANH
4. Editado de Trazas Ruidosas, Invertidas, Slashes.
5. Enmudecimiento de primeros arribos (Mute).
6. Recuperación de amplitudes.
7. Deconvolución Traza a Traza.
8. Análisis de Velocidades 1.
9. Estáticas Residuales Primer paso.
10. Análisis de Velocidades 2 (Cada 0.5 Km.).
11. Estáticas Residuales Segundo paso.
12. Migración Post Apilado en tiempo.
13. Migración Pre-apilado en tiempo PSTM.
14. Migración Pre-Apilado en Tiempo (primera corrida).
15. Análisis de velocidades (Cada 500 m).
17. Migración Pre-Apilado en Tiempo (segunda corrida).
18. Procesos adicionales enfocados a mejorar la imagen en los primeros segundos del fondo marino tales como: interpolación de trazas y horizontalización de eventos sísmicos usando NMO de alto orden, entre otras.

Una vez realizadas las pruebas de procesamiento a esta información será discutida y aprobado por la ANH. Se pagará de acuerdo al valor unitario de acuerdo a la propuesta económica presentada por el futuro contratista.

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

2.2.2 Mapa de Riesgos Geológicos

Se debe elaborar y cargar la información en la Geodatabase. Deberá 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:

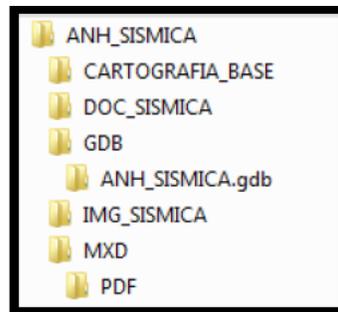


Datum	Magna-Sirgas
Esferoide	WGS84
Proyección	Mercator Transversa
Falso Este	1'000.000
Falso Norte	1'000.000
Meridiano Central	-74.077.508
Latitud de Origen	4.5962

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:



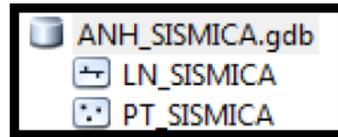
Se sugiere omitir el uso de espacios y caracteres especiales para nombrar los diferentes directorios y nombres de los archivos. Para cada una de las carpetas, se administra la información de la siguiente manera:

- 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 almacenan 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.



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_DIST	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 ,ogracó'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	Línea
		Representación Gráfica			
Definición: Ubicación espacial de las líneas sísmicas					
Atributos	Tipo	Longitud	Comportamiento	Descripción	Único/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			Teiempo 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



Para Identificador único de la línea, se efectuará de acuerdo a las iniciales (NMG) a la cuenca a que pertenecen las líneas sísmicas, seguido de un número consecutivo.

CUENCA	NOMBRE	NMG
0	AMAGA	AMA
1	AREA NO PROSPECTIVA	ANP
2	CAGUAN-PUTUMAYO	CAG PUT
3	GUAJIRA OFFSHORE	GUA OFF
4	SINU OFFSHORE	SIN OFF
5	CATATUMBO	CAT
6	CAUCA PATIA	CAU PAT
7	LOS CAYOS	CAY
8	CESAR RANCHERIA	CES RAN
9	CHOCO	CHO
10	COLOMBIA	COL
11	PACIFICO PROFUNDO COLOMBIANO	PAC PRF
12	CORDILLERA ORIENTAL	COR
13	GUAJIRA	GUA
14	LLANOS ORIENTALES	LLA
15	CHOCO OFFSHORE	CHO OFF
16	TUMACO OFFSHORE	TUM OFF
17	SINU-SAN JACINTO	SIN SJ
18	TUMACO	TUM
19	URABA	URA
20	VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	VIM
21	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	VMM
22	VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	VSM
23	VAUPES-AMAZONAS	VAU AMAZ

2.2.3 Interpretación - Análisis sísmo-estratigráfico secuencial

- Secciones sísmicas interpretadas usando los conceptos de estratigrafía de secuencias (Todas las procesadas hasta donde la calidad de la imagen lo permita).
- Se debe entregar los horizontes interpretados a partir de unidades cronoestratigráficas en formato digital, que puedan ser leídos en los programas de interpretación.
- Amarre de las líneas sísmicas interpretadas con los pozos existentes en la cuenca, dónde sea posible.

2.2.4 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.
- Secciones sísmicas con procesado pre apilado en tiempo (PSTM) de cada una de las líneas sísmicas entregadas.
- Gathers PSTM en verdadera amplitud sin enmudecimiento aplicado (MUTE) y acondicionados.



- 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.

Procesos especiales

- Atributos producto del análisis AVO.
- Atributos elásticos producto de la inversión sísmica.
- Perfiles de geopresiones (mínimo cuatro) en puntos seleccionados de cada área piloto.

Mapa de riesgos geológicos

- Mapa de riesgos geológicos con base en las líneas sísmicas reprocesadas y procesos especiales aplicados en éste proyecto.
- Base de datos de la información detallada teniendo en cuenta los parámetros establecidos anteriormente mencionados..

Interpretación

- Secciones sísmicas interpretadas de acuerdo a lo estipulado en la sección precedente, estructuradas en una de las siguientes plataformas: Geographix, Kingdom Suite o Petrel.
- Imágenes de las secciones sísmicas interpretadas en formato de alta resolución.

Informes

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 y de generación de mapas de riesgos geológicos**

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.

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

- **Informe final**

- Aspectos contractuales del proyecto propiamente dicho.
- Descripción de los trabajos en cada uno de los temas desarrollados con los procedimientos utilizados y resultados alcanzados.
- Recomendaciones sobre cambios en especificaciones y soluciones dadas a los problemas que se presentaron durante el desarrollo del contrato como aporte para futuros procedimientos.
- Programa Detallado de Trabajo final de proyecto en el cual se muestre todas las incidencias del mismo. Éste debe ser comparativo entre el PDT inicial aprobado y el final, en el cual se detallen y expliquen las desviaciones entre el real ejecutado y el inicial aprobado.
- Registro de los paz y salvos por todo concepto del contratista durante la ejecución del proyecto, tanto a sus proveedores como a sus trabajadores.
- Conclusiones y recomendaciones

Actividades de ciencia y tecnología

Para mantener la sostenibilidad y fortalecer el conocimiento de la industria hidrocarburífera colombiana es necesario apropiarse técnicas y tecnología de punta para la exploración y producción de petróleo, así como ahondar en la investigación de otras áreas propias del sector. El incremento en la



productividad se alcanza acrecentando el conocimiento, las habilidades, las técnicas y, en general, todo lo que apunte a mejorar y desarrollar las capacidades intelectuales de los nacionales, quienes son los principales actores y participan activamente en esta industria en el inmediato y a futuro.

Para los funcionarios que harán parte de las actividades de transferencia de tecnología, el alcance del modelo conlleva el desarrollo de habilidades técnicas básicas, especialización en áreas de relevancia, dominio especializado en los temas específicos del sector, hasta convertirlos en verdades expertos en diversas áreas de la industria.

Para lograr la formación integral se identificarán las brechas de las competencias técnicas necesarias para el desarrollo de proyectos como el que se plantea, de cara a un referente de la industrial a nivel mundial, que permita el desarrollo de competencias que estén acorde con la filosofía organizacional y estrategia de la ANH.

El contratista debe proponer actividades de aprendizaje, generación y apropiación del conocimiento alineadas con la estrategia organizacional de la ANH.

Siendo este componente muy importante dentro de los objetivos del proyecto, se ha estipulado que para cada área piloto se dispondrá de mínimo 125 horas para “desarrollo de actividades de transferencia de tecnología y divulgación”. Estas actividades no estarán inmersas en las actividades propias de la supervisión contractual por parte de la ANH.

Se solicita en este sondeo de mercado que el interesado proponga las estrategias que permitan el alcance de los objetivos para las diferentes etapas del proyecto, enmarcados en: apropiación del conocimiento, transferencia de tecnología, participación en el desarrollo del proyecto y divulgación de los resultados obtenidos, siempre encaminados hacia la implementación de las mejores prácticas dentro del sector.

2.3 ACTIVIDADES ESPECÍFICAS

Actividad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Reprocesamiento y acondicionamiento del dato sísmico 2D/3D																		
Interpretación sismoestratigráfica/estructural para la definición de facies sísmicas.																		
Cálculo de atributos sísmicos especiales (AVO y módulos elásticos).																		
Integración multidisciplinaria (información de sismología, satelital, oceanográfica, batimétrica, entre otras).																		
Desarrollo de actividades de transferencia de tecnología y divulgación.																		
Informe Final																		



2.4 PERSONAL REQUERIDO

Cargo	Profesión y Experiencia	Cantidad	Dedicación %
Director del Proyecto	Geólogo, Ingeniero Geólogo, Geofísico, Ingeniero Geofísico, ingeniero de petróleos, Físico con experiencia como coordinador o director de mínimo (10) proyectos relacionados con procesamiento, reprocesamiento de datos sísmicos ó interpretación sísmica.	1	100%
Procesador sísmico	Geólogo, ingeniero geólogo, geofísico, Ingeniero Geofísico o Físico (se aclara que no es licenciatura con componente pedagógico) y/o ingenieros de sistemas, electrónicos, eléctricos y de petróleos con experiencia en geofísica y/o procesamiento de ondas y/o procesamiento de señales con participación certificada en mínimo (10) proyectos de procesamiento o reprocesamiento de datos de sísmicos.	2	100% durante la etapa de procesamiento (9 meses)
Intérprete sísmico	Geólogo, Ingeniero Geólogo, Geofísico, Ingeniero Geofísico con participación certificada en mínimo (10) proyectos de interpretación de datos de Sísmicos y que cuente con la experiencia en al menos un (1) proyecto de interpretación sísmica de riesgos geológicos en el offshore.	1	100%

3. DURACIÓN DEL PROYECTO

El plazo máximo de ejecución de para cada área piloto será de (18) meses. El cálculo de la tabla costos debe realizarse con una duración de dieciocho (18) meses de trabajo.

4. SOLICITUDES DEL SONDEO DE MERCADO

Programa de Trabajo

El proponente debe indicar claramente la cantidad de personal profesional que participará en la ejecución de los trabajos, la logística y el organigrama propuesto para la obtención de los productos.

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 la Tabla 5. 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 gastos 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.

El interesado debe proponer las estrategias que permitan el alcance de los objetivos para las diferentes etapas del proyecto, enmarcados en: apropiación del conocimiento, transferencia de tecnología, participación en el desarrollo del proyecto y divulgación de los resultados obtenidos, siempre enmarcados hacia la implementación de las mejores prácticas dentro del sector.



Nota 1. Se debe indicar claramente si los costos difieren según se desarrolle el proyecto en las áreas piloto 1 y 2 (Caribe) y 3 (Pacífico).

Nota 2. Todos los costos para las actividades de ciencia y tecnología deben ser calculados para una duración de 125 horas por cada área piloto. La propuesta estará acompañada por una descripción de las actividades sugeridas y están referidas a la etapa del proyecto dónde se llevarán a cabo.

Actividad para cada Área Piloto	Unidad	Costo Unitario *	Costo Total (para 3250 km)
Reprocesamiento y acondicionamiento del dato sísmico 2D/3D (incluye costos profesionales)	1 km		
Interpretación sismoestratigráfica/estructural para la definición de facies sísmicas (incluye costos profesionales)	1 km		
Cálculo de atributos sísmicos especiales (AVO y módulos elásticos). (Incluye costos profesionales)	1 km		
Integración multidisciplinaria (información de sismología, satelital, oceanográfica, batimétrica, entre otras). (Incluye costos profesionales)	1 km		
Desarrollo de actividades de transferencia de tecnología y divulgación. (Incluye costos profesionales)	1 hora		Calcular para 125 horas
Subtotal			
IVA 16%			
Total			

Tabla 5. Esquema de costos del proyecto.

* En los valores unitarios deben estar incluidos todos los costos logísticos, administrativos, financieros y técnicos indispensables para la ejecución del proyecto.

5. ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO

Las firmas invitadas deberán entregar la información solicitada en el presente sondeo de mercado al correo electrónico: alejandra.mejia@anh.gov.co antes del día 23 de enero de 2014.