



Al contestar cite Radicado 20232110853673 Id: 1545387
Folios: 22 Fecha: 2023-12-22 18:08:55
Anexos: 1 ARCHIVOS INFORMÁTICOS (PDF, WORD, EXCEL, PPT, ZIP)
Remitente: VICEPRESIDENCIA TECNICA
Destinatario: OFICINA ASESORA JURIDICA

SONDEO DE MERCADO

La ANH está adelantando el presente sondeo de mercado, con el fin de realizar el análisis económico y financiero que soportarán la determinación del presupuesto oficial de un posible proceso de selección contractual, si su Empresa se encuentra interesada en participar le agradecemos remitir la información solicitada, bajo los parámetros establecidos a continuación.

NOTA: La Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, aclara que ni el envío de esta comunicación ni la respuesta a la misma generan compromiso u obligación de contratar, habida cuenta que no se está formulando invitación para participar en un concurso o proceso selectivo, sino, se reitera, se está realizando un sondeo de mercado del que eventualmente se puede derivar un proceso de selección para la elaboración de un contrato que permita ejecutar el proyecto

I. NUMERO DE PROCESO DE COTIZACION:

II. DE LA NECESIDAD:

Con el fin de avanzar en el conocimiento y evaluación de recursos de gas en Colombia, se requiere intensificar estudios en áreas ya exploradas, que a partir de la implementación de nuevas técnicas y tecnologías se incrementaría el potencial gasífero de dichas áreas, las cuales han sido estudiadas mediante técnicas geofísicas convencionales.

Para poder develar este potencial, es necesario caracterizar geofísicamente dichas áreas como son las cuencas del Caribe Offshore y el Valle Inferior del Magdalena, mediante técnicas de reprocesamiento sísmico especializado sobre volúmenes sísmicos 3D, que permitan caracterizar trampas de tipo estratigráfico o mixta, a partir de la extracción de atributos sísmicos y la interpretación cuantitativa. Ya que involucrarían la determinación de las propiedades intrínsecas de la roca, y permitirían realizar estimaciones específicas de litología, relleno poral, calidad y distribución de potenciales reservorios de gas. Con el fin de obtener como producto final un portafolio de oportunidades exploratorias en gas.

III. OBJETO A CONTRATAR:

Realizar el reprocesamiento sísmico PSTM avanzado en volúmenes sísmicos 3D, interpretación sísmica cuantitativa y análisis de atributos sísmicos para la identificación de áreas con potencial gasífero.

IV. CÓDIGO UNSPSC (The United Nations Standard Products and Services Code® - UNSPSC, Código Estándar de Productos y Servicios de Naciones Unidas), correspondiente al bien, obra o servicios a contratar:

Identifique el o los Códigos UNSPSC:

SEGMENTO	FAMILIA	CLASE	PRODUCTO	NOMBRE
71	11	23	03	Servicio de procesamiento de datos sísmicos 2D/3D/4D.
71	11	23	22	Interpretación de datos sísmicos 2D/3D/4D

ASPECTOS TÉCNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR:

1. Descripción.

Realizar el reprocesamiento sísmico PSTM enfocado al estudio AVO, preservando las amplitudes verdaderas, el modelo de física de rocas, la extracción y análisis de atributos sísmicos Post y Prestack y la inversión sísmica de programas sísmicos 3D ubicados en las cuencas Caribe Offshore y Valle Inferior del Magdalena. Teniendo en consideración, los contextos geológicos de las áreas a reprocesar y evaluar, junto con el conocimiento de la disponibilidad y calidad de la información, y los trámites requeridos para la obtención de la misma.

Las áreas objeto del eventual contrato o contratos están ubicados en la cuenca Guajira Offshore y Valle Inferior del Magdalena (Figura 1), y los programas son:

- Programa sísmico: **Magdalena 3D-2008**
Área: 2600 Km²
Cuenca: Sinú Offshore
- Programa sísmico: **Bahía 3D-2003**
Área: 1412,7 Km²
Cuenca: Sinú Offshore
- Programa sísmico: **RC10 3D-2012 (B)**
Área: 463.67 Km²
Cuenca: Guajira Offshore
- Programa sísmico: **RC10 3D-2012 (C)**
Área: 339.45 Km²
Cuenca: Guajira Offshore
- Programa sísmico: **Fuerte Sur 3D-2007**
Área: 1273.57 Km²
Cuenca: Sinú Offshore
- Programa sísmico: **La Pinta 3D-2010**
Área: 67.3 Km²
Cuenca: VIM

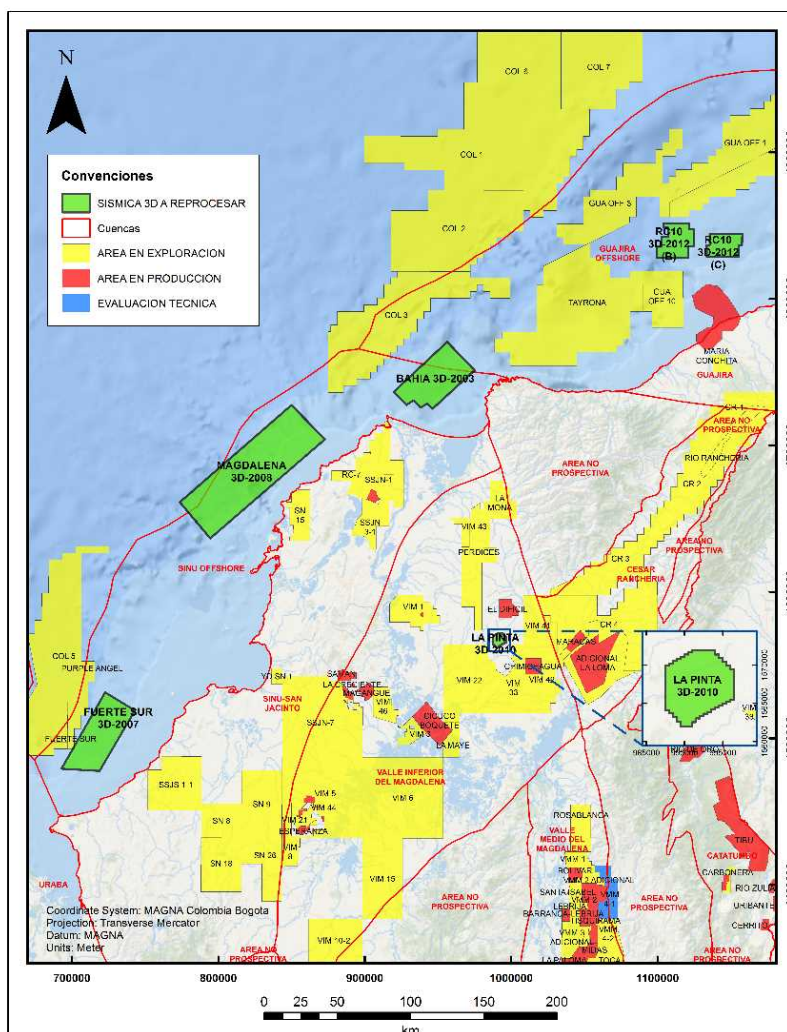


Figura 1. Ubicación de los volúmenes sísmicos propuestos para realizar el reprocesamiento sísmico PSTM y la posterior caracterización geofísica.

2. Especificaciones Técnicas

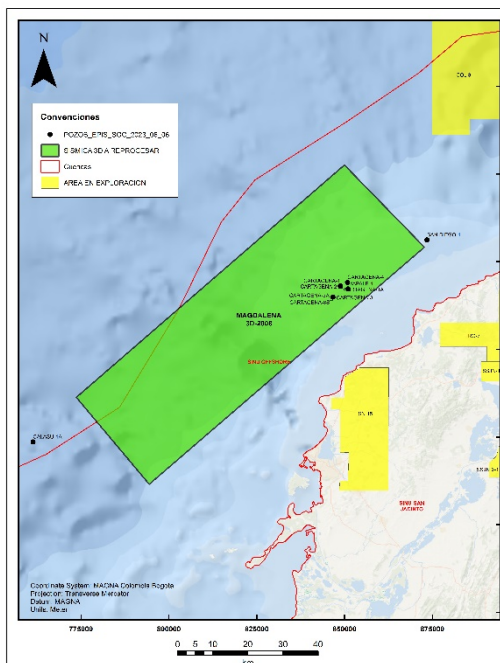
2.1 Información General:

Con la información aquí presentada, el eventual contratista deberá realizar un diagnóstico inicial y control de calidad de la información dispuesta e informará el estado de la información sísmica existente y de los pozos dentro y fuera de las áreas 3D. En caso de que una de las áreas, según el eventual contratista, considere que no sea apta para cumplir con la metodología completa, éste lo debe manifestar y dar a conocer las limitaciones y hasta qué punto, geofísicamente, se podrían analizar.

Información de los programas sísmicos 3D a analizar:

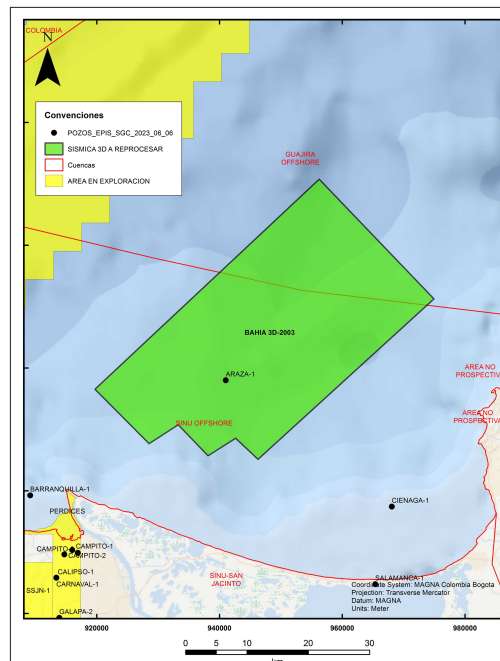
MAGDALENA 3D-2008

Cuencas	Sinú Offshore
Área (Km²)	2600
Pozos cercanos	<p>Calasú-1/1A: TD: 22.556'</p> <p>Cartagena-1: TD: 1175'</p> <p>Cartagena-1A: TD: 1100'</p> <p>Cartagena-2: TD: 12343'</p> <p>Cartagena -3: TD: 15000'</p> <p>Cartagena-3A: TD: 15781'</p> <p>Cartagena-4: TD: 11140'</p> <p>Mapalé-1: TD: 12150'</p> <p>San Diego-1: 10315'</p>



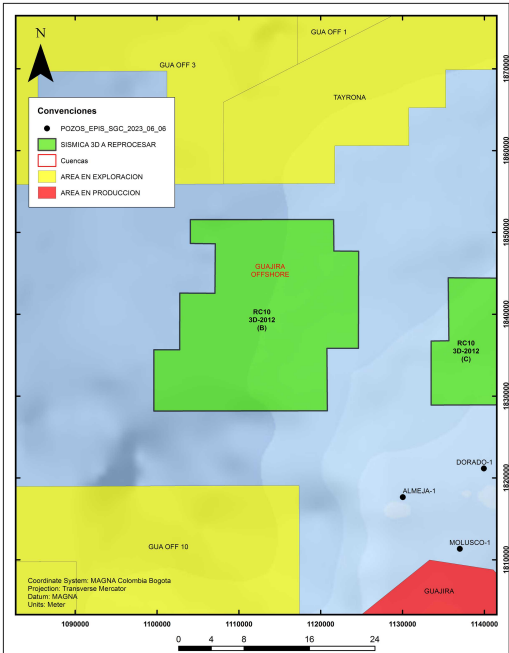
BAHÍA 3D-2003

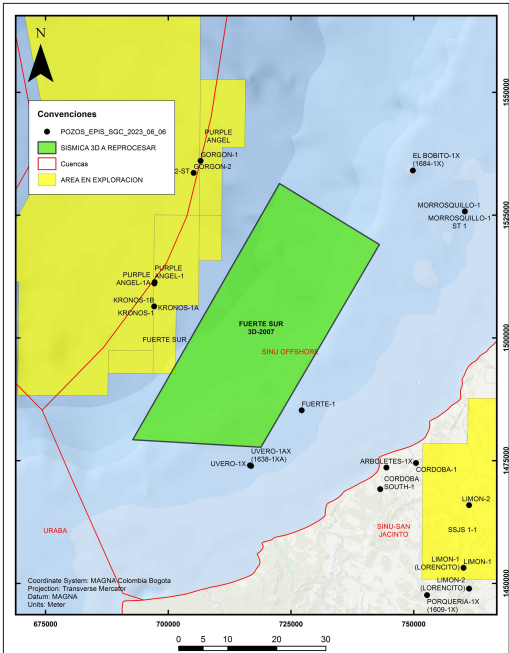
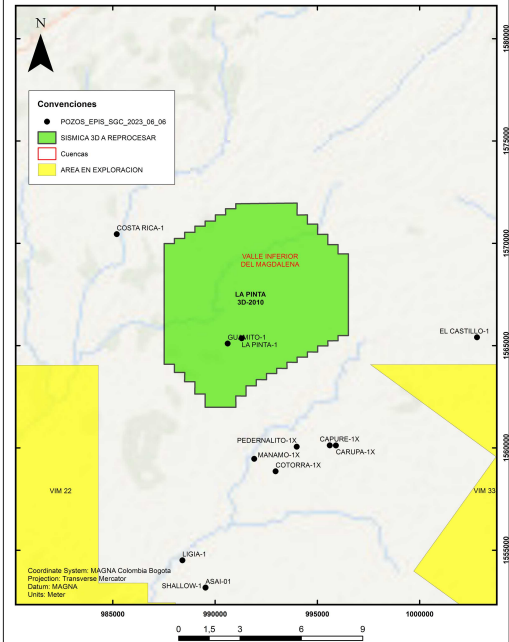
Cuenca	Sinú Offshore
Área (Km²)	1412,7
Pozos cercanos	<p>Arazá-1: TD: 13367'</p> <p>Ciénaga-1: 11762.8'</p> <p>Barranquilla-1: 11486'</p>



RC 10 3D-2012 (B)

Cuenca	Guajira Offshore
Área (Km²)	346

Pozos cercanos	<p>Almeja-1: TD: 6293'</p> <p>Dorado-1: TD: 3268'</p> <p>Molusco-1: TD: 6100'</p>	
RC 10 3D-2012 (C)		
Cuenca	Guajira Offshore	
Área (Km²)	242.8	
Pozos cercanos	<p>Almeja-1: TD: 6293'</p> <p>Dorado-1: TD: 3268'</p> <p>Molusco-1: TD: 6100'</p> <p>Siluro-1: TD: 6542'</p> <p>Umakaha-1: TD: 4041'</p>	
FUERTE SUR 3D-2007		
Cuenca	Sinú Offshore	
Área (Km²)	1273.57	

<p>Pozos cercanos</p>	<p>Fuerte-1: TD: 9856' Uvero-1X: 8689' Morrosquillo-1, 1ST: 15106' El Bobito-1X: 6325'</p>	
<p>LA PINTA 3D-2010</p>		
<p>Cuenca</p>	<p>VIM</p>	
<p>Área (Km²)</p>	<p>67.32</p>	
<p>Pozos cercanos</p>	<p>La Pinta-1: TD: 11250' Guamito-1: TD: 12060' Pedernalito-1X: TD: 7100' Mánamo-1X: TD: 7600' Carupa-1X: TD: 7400' Capure-1X: TD: 7400' El Castillo-1: TD: 11976' Costa Rica-1</p>	

2.2 Información Específica de los programas sísmicos 3D y pozos perforados:

A continuación, se especifican los parámetros de adquisición de cada uno de los 3D considerados para el proyecto formulado y la información de los pozos asociados.

- **Programa sísmico -MAGDALENA 3D-2008**

Tabla 1. Parámetros de Adquisición Programa Sísmico MAGDALENA 3D-2008.

PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN PROGRAMA MAGDALENA 3D-2008	
Area:	Offshore Colombia
Recording Period:	October 2008 – April 2009
Client Company:	BP
Vessel:	Viking Vanquish
Azimuth:	49.523 / 229.523 Degrees
Nominal Fold	60
Source Type:	Air Gun
Source Separation:	50 m
Number of Guns:	2
Shot Interval:	25 m
Source Depth:	6 m (fluctuation allowed: 1 m)
Number of Cables:	10
Cable Separation:	100 m
Cable Length:	6000 m
Channel per Cable:	480
Receiver Interval:	12,5 m
Streamer Depth:	7m (fluctuation allowed: 1m)
Format:	SEGD
Trace Length:	8000 ms
Sample Rate:	2 ms
Filters Low Cut:	3 Hz @ 12,00 dB/Oct
Filters High Cut:	206,00 Hz @ 276,00 db/Oct

Tabla 2. Información general de los pozos disponibles en el área de estudio del programa Magdalena 3D-2008.

POZO	Water Depth (pies)	TD (pies)	FECHA	REGISTROS ELÉCTRICOS	CLASIFICACIÓN
CARTAGENA-1	119	1175	30/12/1976		A3/C3
CARTAGENA-1A	120	1100	11/02/1977	CALI, GR, SP, LLD, LLS, NPHI, DT	A3/C3
CARTAGENA-2	149	12343	29/08/1977	CALI, GR, SP, SN, ILD, CILD LLD, LLS, NPHI, RHOB, DPHI, DT	A1/C1
CARTAGENA-3	95	15000	20/06/1978	CALI, SP, GR, SFL, MNOR, MINV, ILD LLD, LLS, RHOB, NPHI, DT	A3/C3
CARTAGENA-3AST	95	15781	12/02/1979	CALI, SP, GR, SFL, MNOR, MINV, ILD LLD, LLS, RHOB, NPHI, CBL, DT	A3/C3
CARTAGENA-4	83	11140	30/08/1980	CALI, SP, GR, SN, ILD, SFL, CILD, NPHI, RHOB, DRHO, DT	A3/C3
MAPALÉ-1	131	12150	14/10/2012	Registros LWD, toma de presiones (MDT) y muestras	A3/C3
SAN DIEGO-1		10315	15/10/1979	CALI, SP, GR, SN, ILD, SFL, CILD, NPHI, RHOB, DRHO, DT	A3/C3

• Programa sísmico BAHÍA 3D-2003

Tabla 3. Parámetros Técnicos de Adquisición Programa Sísmico Bahía 3D-2003

PARÁMETROS TÉCNICOS DE ADQUISICIÓN BAHIA 3D - 2003

AREA DEL PROYECTO	
Área Full Fold aproximada	1092.58 km ²
Km. De CDP aprox. (sin colas)	~ 32000 Km.
Longitud aprox. De las líneas	34 Km.
Dirección de las líneas aprox.	Norte 47° Este 227°
Espaciamiento de CDP x- line (m)	25 m
Fecha de inicio (Start Date)	Noviembre 3, 2003
CONFIGURACIÓN	
Número de streamers	8 y 7
Offset máximo in-line (m)	6000 m
Tipo	Digital
Número de grupos por línea	480
Intervalo de grupo (m)	25 m
Longitud del tendido (m)	12,5 m
Profundidad del streamer (m)	7 +/- 1.5 m
Separación entre streamers adyacentes (m)	100 m
Separación entre fuentes (m)	50 m
Offset mínimo in-line (m)	100 m - 200 m
FUENTES	
Tipo	Airguns (CSS)
Numero de fuentes	2 (Dual)
Intervalo de tiro (m)	25m flip flop
Volumen (in.3)	3000 (in. ³)
Presión de Operación (psi)	2000 psi
Peak/peak output (bar-m : 3-128 Hz)	87 bar-m
Primary-Bubble ratio (3-128 Hz)	19.6
No. de strings por arreglo	4
Separación entre strings (m)	8 m
Geometría del arreglo profundidad (m)	6 m +/- 1 m
Longitud (m)	14m
Ancho (m)	16m
SISTEMA DE REGISTRO	
Tipo	24 Bits
Número de canales por streamer	480
Numero de canales auxiliares	4
Filtros de Corte Bajo (Hz/db/Oct)	3 Hz/12 dB/Oct
Filtros de Corte Alto (Hz/dB/Oct)	206 Hz/276 dB /Oct

Rata de muestreo (ms)	2 ms.
Longitud de registro (seg.)	8 seg.
Formato	SEG D
CUBRIMIENTO	
Fold nominal	60 (bin 25x12.5)
Tamaño del bin In Line (m)	25m (2x12.5m)
CrossLine (m)	25m

Tabla 4. Información general de los pozos disponibles en el área de estudio del programa Bahía 3D-2003.

POZO	RT (pies)	Water Depth (pies)	TD (pies)	FECHA	REGISTROS ELÉCTRICOS	CLASIFICACIÓN
ARAZÁ-1	89	1755	13390	19/11/2007	FEL, GASES, RESISTIVOS (LWD), DENSIDAD-NEUTRÓN (LWD), IMÁGENES, GR, SP, MDT - PRESIONES, ISONIC (LWD). SIDE WALL CORE	A3/C3
BARRANQUILLA-1	81		12027	28/12/1980	CALI, GR, SP, SFL, ILM, ILD, DT, RHO. Checkshot	A3/C3
CIÉNAGA-1	87		12046	18/05/1981	CALI, GR, SP, SFL, ILM, ILD, DT, NPHI, DPHI, DRHO, Checkshot	A3/C3

- Programa sísmico RC 10 3D-2012 (B)

Tabla 5. Parámetros Técnicos de Adquisición Programa Sísmico RC 10 3D-2012 (B)

PARÁMETROS TÉCNICOS DE ADQUISICIÓN RC10 3D-2012 (B)	
DATOS ADQUIRIDOS POR	DOLPHIN GEOPHYSICAL
Buque:	ARTEMIS ARCTIC
Fecha:	nov-12
FUENTE ENERGÍA	
SP. Intervalo:	25m FLIP/FLOP
Separación Fuente:	50m
STREAMER	SERCEL SSAS SENTINEL
NAV	ION ORCA 1.10.1
AIR GUN VOLUME	2*4580 CU. IN
GUN DEPTHS	5.0 M
Número de Canales:	648 X 6

Intervalo de Grupo:	12.5m
Streamer Length:	8100m
Streamer Depth:	7M
Streamer Separation:	100m
INSTRUMENTO UTILIZADO	
Instrumento de Registro:	SEAL 428
Tasa muestreo:	2ms
Longitud de Registro:	9060ms
Fold:	80

Tabla 6. Información general de los pozos disponibles en el área de estudio del programa RC 10 3D-2012 (B).

POZO	RT (pies)	Water Depth (pies)	TD (pies)	FECHA TERMINACIÓN	REGISTROS ELÉCTRICOS	Clasificación
ALMEJA-1	31	249	6293	22/08/1976	SP, GR, RESISTIVOS, PHIN, RHOB, DT, CHKST	A3 Taponado
DORADO-1	31	238	3268	22/10/1976	SP, GR, RESISTIVOS, INDUCCIÓN, CONDUCTIVIDAD, PHI, RHOB, DT, CKSH	A3/C3
MOLUSCO-1	131	207	6130	19/11/2017	GR, RESISTIVOS, NPHI, DENSITY, DTC, TTC, DTS, VP/VS, VSP	C3

• Programa sísmico RC 10 3D-2012 (C)

Tabla 7. Parámetros Técnicos de Adquisición Programa Sísmico RC 10 3D-2012 (C)

PARÁMETROS TÉCNICOS DE ADQUISICIÓN RC10 3D-2012 (C)	
DATOS ADQUIRIDOS POR	DOLPHIN GEOPHYSICAL
Buque:	ARTEMIS ARCTIC
Fecha:	nov-12
FUENTE ENERGÍA	
SP. Intervalo:	25m FLIP/FLOP
Separación Fuente:	50m
Presión de Operación:	2000 psi +/-10%
STREAMER	SERCEL SSAS SENTINEL
NAV	ION ORCA 1.10.1
AIR GUN VOLUME	2*4580 CU. IN
GUN DEPTHS	5.0 M
Número de Canales:	648 X 6

Intervalo de Grupo:	12.5m
Streamer Length:	8100m
Streamer Depth:	7M
Streamer Separation:	100m
INSTRUMENTO UTILIZADO	
Instrumento de Registro:	SEAL 428
Tasa muestreo:	2ms
Longitud de Registro:	9060ms
Fold:	80

Tabla 8. Información general de los pozos disponibles en el área de estudio del programa RC 10 3D-2012(C)

POZO	RT (pies)	Water Depth (pies)	TD (pies)	FECHA TERMINACIÓN	REGISTROS ELÉCTRICOS	Clasificación
ALMEJA-1	31	249	6293	22/08/1976	SP, GR, RESISTIVOS, PHIN, RHOB, DT, CHKST	A3 Taponado
DORADO-1	31	238	3268	22/10/1976	SP, GR, RESISTIVOS, INDUCCIÓN, CONDUCTIVIDAD, PHI, RHOB, DT, CKSH	A3/C3
MOLUSCO-1	131	207	6130	19/11/2017	GR, RESISTIVOS, NPHI, DENSITY, DTC, TTC, DTS, VP/VS, VSP	A3/C3
SILURO-1	107	300	6543	26/05/2017	GR, RESISTIVOS, PHI, TNPH, HDRA, RHOB, RHOZ, DTCO.	A3/C3
UMAKAHA-1	80		4041	29/08/1971	GR, SP, RESISTIVOS, PHNI, DTMA.	A3/C3

• Programa sísmico FUERTE SUR 3D-2007

Tabla 9. Parámetros Técnicos de Adquisición Programa Sísmico FUERTE SUR 3D-2007

PARÁMETROS TÉCNICOS DE ADQUISICIÓN FUERTE SUR 3D-2007	
KEY PARAMETERS	
Source	2 x 4130 in3
Source depth	6 m
Streamers	10 x 7050 m
Streamer spacing	100 m
Streamer depth	9 m
Near trace offset	260 m
SYSTEMS	
Source type	Sodera G-guns
Streamer type	PGS RDH-X / RDH-S
Recording system	Syntrak/gAS 24-bit

Navigation	Skyfix.XP SDGPS
	Starfix.HP DGPS
Float positioning	Seatrack RGPS
Acoustic ranging	Digirange
PRODUCTION	
	Sail line km
Prime chargeable	2681.18
Infill	818.05
Infill percentage	30.84
Total	3499.23
SOURCE DETAILS	
Source type	Sodera G-guns
Air pressure	2000psi
Volume	4130in3
Number of sources	2
Number of sub-arrays	6
Source separation	50m
Sub-array separation	8m
Source length	14m
Gun synchronisation	± 1.5 ms
Drop-out specification	10% in amplitude
Shot interval	25m
Depth	6m, +/- 0.5m
Depth control	Fixed depth ropes
Depth monitoring	Sercel & AG depth transducers, GCS-90
Spacing control	Spread-ropes on sliding collars
Near field signatures	7 phones per sub array
Compressors	3 x LMF 1500 CFM
Source controller	GCS-90
Modelled source signature	See ACQUISITION REPORT Appendix section 12.2
SYSTEM DETAILS	
Recording System	Syntrak/gAS
Software Version	3.0.3-7_P3
Amplitud resolution	24bit
Data Channels	564 per streamer
Auxiliary Channels	48 as streamer #11
Tape Transports	6 x IBM 3590E cartridge drives

Tape Format	SEG D 8036
Recording Media	3590E
Record Length	8192 ms
Deep water delay	0 ms
Sample Rate	2 ms
High Cut Filter	206 Hz / 276 dB/octave
Low Cut Filter (total filter response)	6.3 Hz / 12 dB/octave
Gain Setting	12 dB
Amplifier	Voltage Mode Differential
Input Range	0-2048 mV
A/D Converter	Delta Sigma Architecture
Distortion	< 0.0005% (-106 dB)
Cross-Feed Isolation	> 110 dB
Power Consumption	7.5 W per module
Polarity Convention	SEG, positive pressure gives negative number
SEG-D header description	see ACQUISITION REPORT Appendix section 12.3
STREAMER DETAILS	
Type of streamer	Teledyne RDH and RDH-S
Number of streamers	10
Streamer sensitivity	20 V/bar
Streamer length	7050m
Number of groups	564
Group interval	12.5 m
Group length	12.5 m
Hydrophone type	T-2BX
Streamer depth control	Digibird 5011
Streamer depth	9m
Number of compass-birds	23
TRACE NUMBERING	
STREAMER	TRACE
Streamer 1	1 to 564
Streamer 2	565 to 1128
Streamer 3	1129 to 1692
Streamer 4	1693 to 2256
Streamer 5	2257 to 2820
Streamer 6	2821 to 3384
Streamer 7	3385 to 3948
Streamer 8	3949 to 4512

Streamer 9	4513 to 5076
Streamer 10	5077 to 5640
Auxiliaries (Streamer 11)	5641 to 5688
COMPONENT DIMENSIONS	
	NUMBER per STREAMER
Lead-in	1
Dead section	1
Head AP Stretch Section	1
Syntrak Modules	47
Live Sections	94
Tail Stretch Section	1
BINNING GRID	
	X
Origin bin number	4981
Bin number increment	1
Area size (m)	24500
Bin interval (m)	25.0
Bin size minimum (m) at 250 m offset	37.5
Bin size maximum (m) at 7300 m offset	75.0

Tabla 10. Información de Pozos Área Fuerte Sur 3D-2007

POZO	RT (pies)	Water Depth (pies)	TD (pies)	FECHA TERMINACIÓ N	REGISTROS ELÉCTRICOS	Clasificació n
EL BOBITO-1X (1684 -1X)	31	131	6325	23/06/1969	SP, RESISTIVOS.	A3/C3
FUERTE-1	52	205	9856	24/03/1979	GR, DENSIDAD, CALIPER, RESISTIVOS, NEUTRÓN, SÓNICO	A3/C3
MORROSQUILLO- 1/1ST	31	150	1510 6	14/04/1979	CALIPER, GR, RESISTIVOS, DENSIDAD, NEUTRÓN, SÓNICO, DIP METER, DESVIACIÓN, VELOCIDADES DE FORMACIÓN	A3/C3
UVERO-1X (1638- 1X)	31	-	8689	03/08/1969	CALIPER, SP, SÓNICO, RESISTIVOS,	A3/C3

- Programa sísmico LA PINTA 3D-2010

Tabla 11. Parámetros de Adquisición La Pinta 3D-2010

PARÁMETROS TÉCNICOS DE ADQUISICIÓN LA PINTA 3D - 2010	
RECEIVERS (In-line)	
Receiver Interval (m)	50
Receiver Line Interval (m)	500

Receiver Line Orientation	N90°W S
# Receiver Lines	19
Total Receivers	2907
Max. Receivers per line	180
Total Receiver Length (km)	145.35
Receivers/sqkm	41.43
SOURCES (Cross-Line)	
Source Interval (m)	100
Source Line Interval (m)	500
Source Line Orientation	N0°E
# Source Lines	20
Total Sources	1429
Max. Sources per line	90
Total Source Length (km)	142.90
Source/sqkm	20.37
Total Reciever and Source Length (km)	288.25
TEMPLATE SIZE	
# Lines	14
Channels/Line	260
Total Channels	3640
Spread Movement In-line(Stn/Line)	10
Spread Movement Cross-Line (# Lines)	1
SURVEY SIZE	
Max. In-line Extent (km)	8.95
Max. Cross-line Extent (km)	8.90
Surface sqkm	70.16
Full Fold sqkm	4.89
FOLD	91
BINS	
In-Line (m)	25
Cross-Line (m)	50
Total Traces	2 599 952
Traces/sqkm	37 057
OFFSETS	

Min Offset (m)	56
Max Min Offset	654
Max Offset Cross-Line (m)	3450
Max Offset In-Line (m)	6475
Max Offset (m)	7337
Aspect Ratio	0.5
REMARKS	
Hole Depth:	10m
Charge Size:	900g
Record Length:	5s
Sample Rate:	2ms

Tabla 12. Información general de pozos disponibles LA PINTA 3D

POZO	RT (pies)	TD (pies)	FECHA TERMINACIÓN	REGISTROS ELÉCTRICOS	Clasificación
LA PINTA-1	374	11250	19/04/2009	GR, CALIPER, SP, RESISTIVOS, NEUTRÓN, SÓNICO DIPOLAR, DESVIACIÓN, SÓNICO, DENSIDAD, INDUCCIÓN.	A3
GUAMITO-1	364	12060	01/09/1975	INDUCCIÓN, PROXIMITY LOG - MICROLOG, SP, RESISTIVOS, GR, CALIPER, DUAL LATEROLOG, BULK DENSITY, LATEROLOGS, SÓNICO, NEUTRÓN, DIP METER	A3 / Taponado
PEDERNALITO-1X	334	7100	29/10/2010	GR, CALIPER, NPHI, DENSIDAD, RESISTIVOS, DESVIACIÓN	A3/ B3
MÁNAMO-1X	25	7600	19/02/2013	RESISTIVOS, GR, SP, SONICO DIPOLAR, SONIC SCANNER LOG, CALIPER, NUCLEAR LOG, DENSIDAD, DIP METER, DENSIDAD	A1/B1
CAPURE-1X	374.5	7400	08/05/2013	RESISTIVOS, GR, CALIPER, DENSIDAD, INDUCCIÓN, NEUTRÓN, SONICO DIPOLAR, SONIC SCANNER LOG, MAGNETIC RESONANCE LOG, DIP METER, VSP, DESVIACIÓN	A3/B3
EL CASTILLO-1	26	11946	-	RESISTIVOS, DENSIDAD, NEUTRÓN, SÓNICO, GR, INDUCCIÓN, SP, MICROLOG, DIP METER	A3
COSTA RICA-1	321	10609	24/11/1946	SP, INDUCCIÓN, SÓNICO, RESISTIVOS, DENSIDAD	-

3. Actividades a desarrollar

Se enfatiza en que cada proyecto definido por cada área 3D se puede contratar de manera independiente, y para la ejecución de cada uno de los proyectos se deben realizar las siguientes actividades:

1. Elaborar y establecer un cronograma y programa detallado de trabajo, el cual debe relacionar como mínimo las etapas y términos que comprenden el cumplimiento y ejecución del objeto del potencial contrato o contratos.

2. Realizar el diagnóstico y evaluación de la información geológica y geofísica existente en cada área a trabajar. Donde el contratista debe incluir estudios anteriores en el área, el análisis de los datos de sísmica de campo y procesada del programa sísmico 3D a trabajar, los procesamientos y calidad de la sísmica 2D cercana existente, y la información de los pozos disponibles, tanto dentro como fuera de cada área 3D a reprocesar (registros eléctricos, corazones, muestras de pared, análisis petrofísicos, imágenes, mineralógicos, etc). Se debe detallar acerca de la calidad y cantidad de información existente en el área a trabajar, donde el contratista debe reportar limitaciones en cuanto al desarrollo del proyecto.
3. Realizar el reprocesamiento sísmico 3D avanzado hasta PSTM (*prestack time migration*) - VTI enfocado al estudio AVO, preservando la amplitud verdadera de cada uno de los volúmenes sísmicos propuestos.

Las secuencias de procesamiento pre-apilado en tiempo deben estar basadas en la preservación de amplitudes relativas en la totalidad del rango de *offset*, teniendo en cuenta que se debe mantener consistencia en superficie en procesos como la deconvolución y el escalado de amplitudes después de cada atenuación de ruido, y se debe realizar corrección de *offsets* lejanos en presencia de anisotropía durante el análisis de velocidades.

Se deberán generar apilados parciales por rangos de *offset* y/o ángulos, con el fin de realizar posteriormente los análisis de atributos *pre-stack* y los análisis AVO a nivel de *gather*s generados en el procesamiento.

Se debe tener en cuenta que en los análisis de velocidad PSTM para cada volumen reprocesado se deberán interpretar velocidades usando semblanzas verticales y/o horizontales, con referencia a horizontes geológicos claves interpretados, con el fin de producir campos de velocidad interválica en tiempo, consistentes con la geología.

Se debe entregar a la ANH, por cada programa sísmico 3D procesado los volúmenes en tiempo con migración *post-stack* y *pre-stack* en formato SEG-Y, los modelos de velocidad obtenidos del procesamiento (apilamiento y migradas), y los *gather*s finales para realizar el posterior análisis AVO.

Junto con los productos obtenidos, se debe entregar el informe de reprocesamiento de cada una de las áreas 3D a contratar. Este informe debe describir como mínimo cada una de las actividades, los flujos de procesamiento aplicados, los campos de velocidades, valores de estáticas y los productos previamente expuestos.

4. Evaluación Petrofísica de Pozos y Análisis de Física de Rocas:

Realizar el estudio petrofísico de los pozos dentro y alrededor de las áreas 3D para todas las secciones perforadas, con el fin de evaluar diferentes intervalos con presencia de hidrocarburos. Teniendo en cuenta toda la información disponible (registros eléctricos, núcleos, muestras de pared, registros mineralógicos y de imágenes, etc). Partiendo de la edición, reconstrucción, correcciones a las curvas, teniendo en consideración las condiciones del hueco de cada pozo trabajado, propiedades de los lodos utilizados realizando las correcciones necesarias, estimación de registros eléctricos faltantes y análisis mineralógico.

Determinar las propiedades petrofísicas en cada uno de los pozos evaluados, como volumen de arcillosidad (Vshale), porosidad efectiva (PHIE), saturación de agua (SW), permeabilidad, arena neta, saturación de fluidos y arena neta con hidrocarburos. Donde haya lugar, realizar una calibración con núcleos o sidewall cores. Con los parámetros determinados previamente, se realizarán los diferentes Crossplots o gráficos cruzados.

Definir el modelo a utilizar para la estimación de física de rocas y modelado de sustitución de fluidos.

Se debe analizar en detalle el comportamiento petrofísico del yacimiento, donde se debe hacer la estimación de diferentes parámetros elásticos a partir de los registros eléctricos que contienen medidas directas de las propiedades de la roca (Densidad, registro sísmico Onda P y Onda S), y generar los crossplots de las diferentes propiedades estimadas como: impedancia acústica, relación de Poisson, velocidad de onda P, densidad, impedancia de onda S, etc., con el fin de identificar litologías y zonas con hidrocarburos.

Sobre intervalos seleccionados realizar un modelado de sustitución de fluidos

Esta actividad debe incluir un *backup* del proyecto petrofísico al igual que el informe asociado.

Nota: Se aclara que para los programas sísmicos: **RC 10 3D-2012 (B) y RC 10 3D-2012 (C)**, la ANH cuenta con la evaluación petrofísica de los pozos **Almeja-1, Dorado-1, Molusco-1, Siluro-1 y Umakaha-1**, realizada en el contrato 646 de 2023. Por lo cual, la Entidad suministrará la información para que ésta sea integrada en la etapa de inversión sísmica.

5. Interpretación Sísmica, Generación y Análisis de Atributos Sísmicos y Descomposición Espectral.

Para cada una de las áreas 3D propuestas se deben realizar como mínimo las siguientes actividades:

- Cargar la información geológica y geofísica existente del área a evaluar en software petrotécnico. Se debe hacer el control de calidad y calibración de los pozos con la sísmica disponible.
- Realizar correlaciones de pozos partiendo de la información disponible.
- Realizar una interpretación previa de la versión de procesamiento existente del volumen 3D y de la sísmica 2D cercana al área a trabajar, con el fin de tener una configuración geológica del área.
- Realizar la interpretación sísmica detallada del volumen reprocesado de al menos cinco (5) horizontes, donde se debe asegurar los horizontes considerados reservorio. Para los volúmenes sísmicos de mayor área (Magdalena 3D, Bahía 3D y Fuerte Sur 3D) realizar la interpretación como mínimo cada 20 IL y 20 XL, y para los 3D de menor área (RC 10 3D-2012 (B), RC 10 3D-2012 (C) y La Pinta 3D) realizar la interpretación como mínimo cada 5 IL y 5 XL).
- Detallar en las secuencias consideradas reservorio patrones sismoestratigráficos que pudieran ser caracterizados con los análisis de atributos sísmicos y con la inversión sísmica.
- Generar mapas en tiempo y profundidad de los horizontes interpretados, y generar mapas isócronos e isópacos de las unidades consideradas reservorio y sello.
- Como una fase complementaria a la interpretación sísmica convencional, se requiere la generación, interpretación y análisis de atributos sísmicos *post-stack*, que permitan definir el carácter estructural y/o estratigráfico de las superficies de interés generadas. De igual manera, el contratista deberá realizar una descomposición espectral en cada una de las superficies de interés.
- Se debe realizar una copia del proyecto de interpretación realizado en el software Petrel versión 2020.4 o versiones anteriores para la ANH, donde se debe incluir todos los productos generados. Se da la opción de interpretarlo en otra plataforma petrotécnica, con la obligación de migrar dicho proyecto a Petrel para su entrega oficial a la ANH, y se debe exportar a SGY cada uno de los volúmenes de los atributos *post stack* generados.
- De igual manera, se debe entregar el informe de interpretación, que incluya la descripción, análisis, y resultados de los productos generados, como: horizontes, fallas, mapas, atributos extraídos y descomposición espectral; dando cumplimiento con todos los lineamientos establecidos en los Anexos No. 1 Información Geofísica y Anexo No. 4. Estándar cartográfico para la entrega de información geográfica al Banco de Información Petrolera (BIP)).

6. Acondicionamiento del dato sísmico pre-apilado para análisis AVO e inversión sísmica para cada volumen sísmico propuesto.

Generar una secuencia de procesamiento con algoritmos óptimos para preparar los gathers para la Inversión de AVO y para modelos de predicción. Teniendo en cuenta, que se debe respetar la amplitud y la fase, aumentar la relación de señal – ruido, corregir el moveout residual, eliminación de múltiples intracapas de corto periodo.

Se debe generar un set completo de CDP gathers en verdadera amplitud y con la mejor relación señal-ruido posible. Deben ser Angle gathers en diferentes ángulos de incidencia, en función de los resultados del análisis de ángulos totales disponibles para los objetivos geológicos, y realizar la extracción de ondícula para cada "angle gather" seleccionado.

7. Realizar el modelamiento y análisis AVO (Amplitud vs. Offset), donde se deben realizar diferentes sismogramas sintéticos pre-stack, asumiendo diferentes escenarios, tanto de fluido como tipo de roca reservorio.

Realizar el cálculo de los atributos AVO, como gradiente, intercepto, coeficiente de Poisson, Factor de Fluido, Intercepto * Gradiente, etc.

Realizar la correlación y el análisis de los atributos AVO mediante análisis de gráficos cruzados de diferentes atributos. Y su posterior clasificación.

8. Realizar la Inversión sísmica elástica

Realizar el amarre de sísmica – pozo de los pozos involucrados en cada uno de los proyectos.

Realizar la construcción de un modelo de bajas frecuencias con base en la interpretación sísmica y los pozos.

Realizar el análisis de los parámetros intrínsecos al algoritmo de inversión para ajuste del proceso de inversión.

Cálculo de los atributos elásticos, los cuales serían más susceptibles para la discriminación de litología y/o el contenido de fluidos del medio: Impedancia acústica de onda P – IAp, Impedancia acústica de onda S - IAs, LambdaRho, MuRho, Vp, Vs, y relación de velocidades Vp/Vs, Poisson, etc.

Realizar el análisis de facies sísmicas, mediante el cual se usan los insumos del análisis de física de rocas y análisis AVO, para definir a través de Crossplots con múltiples variables, las clases que representan las principales propiedades de yacimiento a las que el dato sísmico responda.

El interesado deberá entregar a la ANH en formato SEG Y los volúmenes de los diferentes atributos generados, (AVO e inversión elástica - EI) en formato SEG Y. Y volúmenes de propiedades petrofísicas/geológicas (e.g. facies soportadas en atributos y porosidad). De igual manera se debe entregar el informe del análisis de los productos generados asociado.

9. Realizar un informe final con la integración de los resultados de la interpretación sísmica, los atributos sísmicos generados, el AVO, el análisis de física de rocas y el análisis de facies, donde se presente un ranking de áreas prospectivas, con su correspondiente cuantificación.
10. Entregar a la ANH y al EPIS la información digital de todos los productos generados de cada uno de los proyectos aquí definidos, de acuerdo con las últimas especificaciones técnicas establecidas en el Manual de Entrega de Información Técnica del EPIS vigente y debidamente geo referenciada en el nuevo sistema de coordenadas Magna – Sirgas Origen Nacional.

4. Productos a entregar por el eventual contratista

Para el desarrollo del eventual contrato o contratos asociados a cada uno de los **Programas sísmicos** definidos por cada área 3D, se deben entregar como mínimo los siguientes productos, de acuerdo con las actividades anteriormente mencionadas:

- Cronograma y Plan detallado de Trabajo.
- Informe del estado de la información técnica de cada uno de los subproyectos.
- Productos derivados del reprocesamiento sísmico PSTM con conservación de amplitudes verdaderas enfocado para AVO.
Estos productos corresponden principalmente a los volúmenes 3D Post Stack y Prestack en SGY, gathers Prestack de cada una de las áreas 3D, de igual manera se debe suministrar los apilamientos de offsets cercanos, medios y lejanos, las velocidades de apilamiento y migradas en formato SEG Y y ASCII y los detalles de adquisición, navegación y procesamiento.
- Productos derivados de la evaluación petrofísica y de los modelos de física de rocas.
Para las áreas donde se encuentran los volúmenes sísmicos: RC 10 3D-2012 (B) y RC 10 3D-2012 (C) **NO** se solicitarán productos de evaluación petrofísica, ya que los pozos considerados en estas áreas ya tienen su análisis y serán suministrados por la ANH para su integración.
- Productos derivados de la interpretación sísmica y generación de atributos sísmicos

- Productos derivados de la inversión sísmica y AVO e informe. Se debe incluir al menos los cálculos y volúmenes de: gradiente, intercepto, factor de fluido, Vp/Vs, Impedancia, con sus correspondientes correlaciones.
- Volumen de facies sísmicas en formato SEG Y e informe asociado.
- Informe final con el análisis e integración de los atributos sísmicos y la inversión elástica. Y definición de áreas prospectivas

NOTA: Todos los entregables estarán georreferenciados en el sistema de coordenadas Origen Nacional y siguiendo los lineamientos establecidos del manual de entrega de información del BIP vigente.

5. Tiempo de entrega del servicio (Plazo de ejecución).

El plazo de ejecución del proyecto será de siete (7) meses y en todo caso, no podrá superar el 31 de diciembre de 2024.

6. Profesional mínimo requerido.

Para la ejecución de cada uno de los potenciales contratos, se solicitará un personal mínimo requerido que cumpla al menos con los perfiles definidos en la siguiente Tabla, con el fin de garantizar el cumplimiento del objeto.

Perfil	Profesión	Cantidad	Experiencia
Procesador Sísmico Senior	Profesional de las ramas de la ingeniería, geofísica, geología o física	Uno (1)	Experiencia profesional específica mínima de diez (10) años en proyectos de procesamiento sísmico 3D.
Petrofísico Senior (*)	Profesional de las ramas de la ingeniería o geología	Uno (1)	Experiencia específica mínima de diez (10) años en evaluación petrofísica o modelamiento petrofísico.
Intérprete Sísmico	Profesional de las ramas de la ingeniería, geología.	Uno (1)	Experiencia específica mínima de diez (10) años como intérprete sísmico
Geofísico	Profesional de las ramas de la ingeniería, geofísica, geología o física	Uno (1)	Experiencia específica mínima de diez (10) años en análisis de atributos sísmicos poststack, prestack, AVO e inversión sísmica

(*)Nota: Para los proyectos de los volúmenes sísmicos RC10-3D-2012(B) y RC10-3D-2012(C) NO se solicitará el perfil de PETROFÍSICO SENIOR.

LUGAR DE EJECUCION:

Se puede ejecutar en las instalaciones del eventual contratista, donde disponga de todos los recursos humanos y tecnológicos necesarios. Siempre que se garantice un canal directo y constante con los profesionales involucrados en cada una de las fases del proyecto.

PROPUESTA ECONÓMICA:

Con relación a la tabla PRESUPUESTO, (se anexa archivo tipo Excel para el cálculo del presupuesto por cada uno de los Programas sísmicos aquí propuestos – definido en cada pestaña del archivo). Dicho valor será presentado en **pesos colombianos** y con números enteros, y debe tener incluido todos los costos directos e indirectos, con sus respectivas

tasas e impuestos proyectadas al **año 2024**, además de todos los gastos contingentes y todos aquellos que resulten necesarios para la ejecución del contrato en las condiciones de tiempo requeridos.

Se requiere el obligatorio diligenciamiento de la totalidad de las tablas de presupuesto presentadas, teniendo en consideración que cada tabla corresponde a un volumen sísmico con las actividades a ejecutar. Ya que en un eventual proceso de contratación cada proyecto se contrataría de manera independiente.

Las tarifas deben ser sumas fijas, no sujetas a reajuste o modificaciones de ninguna clase.

NOTA: Con el fin de poder realizar una comparación y consolidación real y objetiva, solicitamos **NO** modificar las Tablas del Presupuesto.

MIPYMES:

Por favor marcar con una X si el cotizante es o no MIPYME domiciliada en Colombia, observándose los rangos de clasificación empresarial establecidos, de conformidad con la Ley 590 de 2000 y el Decreto 1074 de 2015.

SI____ NO____

EMPRENDIMIENTOS Y EMPRESAS DE MUJERES:

Por favor marcar con una X si el cotizante es o no emprendimiento o empresa de mujeres, entendida esta cuando:

- Más del cincuenta por ciento (50%) de las acciones, partes de interés o cuotas de participación de la persona jurídica pertenezcan a mujeres y los derechos de propiedad hayan pertenecido a estas durante al menos el último año.
- Cuando por lo menos el cincuenta por ciento (50%) de los empleos del nivel directivo de la persona jurídica sean ejercidos por mujeres y éstas hayan estado vinculadas laboralmente a la empresa durante al menos el último año en el mismo cargo u otro del mismo nivel.

Se entenderá como empleos del nivel directivo aquellos cuyas funciones están relacionadas con la dirección de áreas misionales de la empresa y la toma de decisiones a nivel estratégico. En este sentido, serán cargos de nivel directivo los que dentro de la organización de la empresa se encuentran ubicados en un nivel de mando o los que por su jerarquía desempeñan cargos encaminados al cumplimiento de funciones orientadas a representar al empleador.

- Cuando la persona natural sea una mujer y haya ejercido actividades comerciales a través de un establecimiento de comercio durante al menos el último año.
- Para las asociaciones y cooperativas, cuando más del cincuenta por ciento (50%) de los asociados sean mujeres y la participación haya correspondido a estas durante al menos el último año.

SI____ NO____

PLAZO PARA SOLICITAR ACLARACIONES AL SONDEO DE MERCADO: Las firmas interesadas podrán formular observaciones y aclaraciones al presente documento al correo electrónico estudios.mercado@anh.gov.co, antes del 15 de enero de 2024.

ENTREGA DE INFORMACIÓN DEL SONDEO DE MERCADO: Las firmas invitadas deberán presentar la información solicitada en el presente sondeo de mercado al correo electrónico: estudios.mercado@anh.gov.co, hasta el 15 de enero de 2024.

Atentamente,



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

Anexo: Uno (1) archivo Excel – Cálculo presupuesto

Aprobó: Carlos Alberto Rey – Vicepresidente Técnico (e)

Revisó: Hugo Hernán Buitrago – Gerente Gestión del Conocimiento (e)

Proyectó: Lina María Serna Osorio – Experto G3 Grado 06 – Gestión del Conocimiento / Componente Técnico **LMS**