

R3DKODE-39

R4D1C4D0_1
R4D1C4D0_2
R4D1C4D0_3
R4D1C4D0_4
R4D1C4D0_5

SONDEO DE MERCADO

La ANH está llevando a cabo 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:

El gas natural se declaró el combustible de la transición energética mundial por las bajas emisiones de CO₂ que libera a la atmósfera comparado con el CO₂ liberado por otros combustibles fósiles. En Colombia, las cuencas del norte, que incluyen las de Sinú San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena y del Caribe *Offshore* representan las áreas con mayor prospectiva para gas natural junto con las del Piedemonte Llanero (cuenca Cordillera Oriental). En el Caribe colombiano su potencial está demostrado, por los resultados del campo Chuchupa - Ballenas, y los descubrimientos avisados por los pozos Gorgón-1, -2, Uchuva-1, Cronos-1 y Orca-1. La presencia de gas metano en los campos y pozos mencionados han llevado a la industria de hidrocarburos a catalogar el Caribe *Offshore* como cuencas tipo *Gas-Prone* (propensa a producir gas) de origen biogénico y posiblemente termogénico.

Las filtraciones de *Oil Seeps* naturales (rezumaderos naturales de hidrocarburos), tanto líquidos como gaseosos desde el fondo hacia la superficie del mar, son indicadores directos de un sistema petrolífero en el fondo marino y son expresiones superficiales de rutas de migración de hidrocarburos donde éstos se filtran de manera constante o episódica desde las rocas generadoras; en el caso de sistemas termogénicos, y rocas reservorios, a través de fallas, discontinuidades u otras fuentes como *Pockmarks*, o volcanes de lodo (Ivanov & Morovic, 2020). Los rezumaderos activos de hidrocarburos han sido ampliamente estudiados, mapeados y

caracterizados a partir de la integración de técnicas de observación terrestre con imágenes SAR, aprendizaje automático y técnicas convencionales de geofísica y geología en diferentes cuencas marinas del mundo que incluyen el Golfo de México, cuenca Santos en Brasil, Mar Caspio, Mar Negro, Mar Adriático, Costa de Uruguay, cuenca Guajira Offshore en Colombia, entre otros, (Judd & Hovland, 2009; Jatiault et al 2017; O'Reilly et al., 2020; Dembicki Jr, 2020; Vasquez-Dolande et al., 2021; Staples, 2021; Panieri et al 2024).

Los sensores remotos activos de tipo radar SAR son una técnica de teledetección que funciona en la porción del microondas del espectro electromagnético, y ha sido usada para detectar y analizar *Oil Seeps* flotantes en la superficie del mar con fines de monitoreo de polución marina, y de exploración de recursos de hidrocarburos para minimizar los riesgos exploratorios (Dembicki Jr, 2020). El principio de identificación de *Oil Seeps* a partir de imágenes de radar SAR se basa en la sensibilidad de este tipo de datos para medir variables físicas desde la imagen que incluyen las propiedades dieléctricas de los materiales, su rugosidad y su textura (Richards, 2009). El principio de identificación de hidrocarburos flotantes en aguas marinas se basa en la identificación de bajas respuestas de retrodispersión características de los hidrocarburos, además de su permanencia o intermitencia espacial y temporal, lo que permite discriminarlos genéticamente ya que pueden ser agrupadas las evidencias por diferentes temporalidades y a partir de estas estimar un posible punto de emisión en el fondo marino (Ivanov & Morovic, 2020). En aguas costa afuera la superficie del agua y del océano se caracteriza por ser una superficie con alta rugosidad y retrodispersión debido a sus ondas capilares, en escenarios con partículas líquidas y gaseosas de hidrocarburos sobre la superficie del agua, se suprimen las ondas de capilaridad reduciendo la rugosidad, textura y respuesta de retrodispersión que a nivel de imagen se observa como pixeles oscuros que difieren en relación con su contexto espacial circundante, y que permiten identificarse, caracterizarse, agruparse y cuantificarse mediante técnicas analíticas (umbrales adaptativos, análisis de características de polarización, algoritmos de clasificación texturales, aprendizaje automático y redes neuronales, entre otros). Las nuevas flotas satelitales de radar SAR de uso libre y comerciales que incluyen programas satelitales como Sentinel 1, RadarSAT 1, RadarSAT 2, Alos, Cosmo SkyMED, TerraSAR X, Capella, entre otros, proveen actualmente una buena cobertura y resolución espacial que los hace ideales para tareas de identificación, monitoreo, y generación de conocimiento de *Oil Seeps* en cuencas frontera *Offshore*. Los hidrocarburos que escapan del fondo hacia la superficie del mar y que se relacionan con rezumaderos naturales pueden crear manchas que se ubican circundantes y proximales a fuentes naturales de emisión en diferentes temporalidades, con formas curvas y rectas que son condicionadas por variables geoambientales como la temperatura del agua, el contenido de clorofila y *blooms* de algas, la batimetría, las corrientes oceánicas y la velocidad del viento. En cuanto a las corrientes del viento, las velocidades bajas del viento (0-1 m/s) dificultan la identificación de *Oil Seeps* mientras que velocidades altas (2.5 – 10 m/s) resultan favorables debido a que aumenta la rugosidad de las zonas adyacentes a los *seeps* (Mityagina & Lavrova, 2022).

El proyecto “Identificación, análisis e interpretación de *Oil Seeps naturales* e integración con geología de subsuelo marino en las cuencas del Caribe *Offshore* colombiano” busca obtener evidencias e indicios de un sistema de generación de gas y/o petróleo en el Caribe a partir de evidencias de hidrocarburos flotantes en la superficie marina para demostrar que existen evidencias de generación de hidrocarburos principalmente, lo que aumentaría la prospectiva de recursos de gas en el Caribe y la atención e inversión en estas cuencas sedimentarias del *Offshore*.

Para esto, el proyecto se divide en dos fases:

Fase 1 Identificación de anomalías de hidrocarburos en la superficie del mar (*Oil Seeps*) mediante la adquisición de información satelital de tipo radar SAR en cuencas *Offshore* del Caribe:

Identificación de *Oil Seeps* en las cuencas del Caribe *Offshore* colombiano. Este producto debe estar basado en el procesamiento y análisis de imágenes satelitales de radar SAR desde un enfoque multisensor y multitemporal desde el año 2000 hasta el 2024 con el fin de identificar y localizar *Oil Seeps* en la superficie del mar.

Fase 2 Integración de datos de *Oil Seeps* (de la Fase 1) con la geología de las cuencas relacionadas:

Análisis e interpretación geológica con base en la localización de los posibles *Oil Seeps* derivados de los resultados de la fase 1. Para ello, se generará un proyecto integrado interactivo compilado en formato de software con herramientas petrotécnicas y de acceso versátil para las áreas estudiadas; que estará conformado por proyectos interactivos compilados ya existentes y que están disponibles en el EPIS.

Estos proyectos se refieren a los generados por la ANH durante las siguientes vigencias:

- Vigencia 2015: Contrato 215 de 2016: “Integración Sismoestratigráfica Caribe, A Partir De La Campaña De Reprocesamiento Sísmico 2015: Guajira Offshore, Sinu Offshore, Cuenca Urabá Y Cuenca Colombia” llevado a cabo por Unión Temporal Offshore.
- Vigencia 2020: Contrato Interadministrativo N° 431 de 2020: “Integración Geológica, Evaluación De Los Sistemas Petrolíferos Y Prospectividad De Las Cuencas Frontera De Colombia: Cuencas Urabá, Sinú-San Jacinto Y Subcuenca San Jorge (VIM)”, Contrato Interadministrativo N°446 de 2020: “Integración Geológica, Evaluación De Los Sistemas Petrolíferos Y Prospectividad De Las Cuencas Frontera De Colombia: Cuenca Sinu Offshore”, Contrato Interadministrativo N°432 de 2020: “Integración Geológica, Evaluación De Los Sistemas Petrolíferos Y Prospectividad De Las Cuencas Frontera De Colombia: Cuencas Guajira Y Guajira Offshore” y Contrato Interadministrativo N°442 de 2020: “Integración Geológica, Evaluación De Los Sistemas Petrolíferos Y Prospectividad De Las Cuencas Frontera De Colombia: Cuenca Colombia” llevados a cabo por las Universidades de Caldas, de Pamplona y Universidad Nacional.
- Vigencia 2021: Convenio Interadministrativo No. 633 ANH – 047 SGC: “Integración, Análisis, Interpretación Y Modelamiento Geoquímico De Muestras De Fondo Marino Del Caribe Colombiano” llevado a cabo por el Servicio Geológico Colombiano.

El proyecto compilado integrado debe contener; al menos, la interpretación sísmica de al menos cuatro (4) horizontes estándares, pozos perforados cargados debidamente en el proyecto, correlación de pozos y generación de mapas en twt, profundidad, y de espesores, interpretación estructural (fallas, pliegues y estructuras propensas a convertirse en *Plays*), inventario de pozos y modelos de velocidad (si los tiene). La información de los pozos debe considerar la información geológica de estratigrafía y bioestratigrafía.

En caso de detectar hidrocarburos en la Fase 1, se debe proponer y documentar los sistemas petrolíferos posibles asociados a tal generación mediante la elaboración de cartas de eventos. Finalmente, como resultado de esta integración de información, se debe generar una propuesta de áreas de interés para

	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO	ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 4 de 14
--	--	---

adquisición de nueva información geológica, y la propuesta del tipo de información requerida (escala, nivel de detalle, tipología, entre otros).

III. OBJETO A CONTRATAR:

Identificar, analizar e interpretar evidencias e indicios de manifestaciones de hidrocarburos en la superficie marina mediante la adquisición, procesamiento e interpretación de imágenes satelitales de radar de apertura sintética (SAR) desde un enfoque multisensor y multitemporal desde el año 2000 hasta el 2024, y su correlación e integración con la geología y geofísica del subsuelo marino disponible.

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	NOMBRE
71	15	13	Servicios de interpretación del campo petrolífero
81	15	17	Geología
81	15	16	Cartografía
81	15	16	Producción de Mapas
81	15	17	Exploración geológica
81	10	17	Servicios de Sistemas de Información Geográfica (SIG)

ASPECTOS TÉCNICOS Y ACTIVIDADES A EJECUTAR:

1. ALCANCE DEL OBJETO

- Adquirir información derivada de sensores remotos activos de tipo radar SAR desde un abordaje multisensor y multitemporal que permitan identificar y caracterizar *Oil Seeps* y analizar su posición espacial y distribución en las cuencas de Sinú Offshore, Urabá y Guajira Offshore y cuenca Colombia del Caribe Colombiano.
- Analizar, integrar e interpretar los *Oil Seeps* identificados desde técnicas remotas con información geológica y geofísica que incluya toda la información de geología existente de sísmica, pozos, batimetría, resultados analíticos de Pistón Core y demás del subsuelo que reposan en el Banco de Información petrolera BIP-EPIS.
- Definir las áreas con evidencias de *Oil Seeps*, su origen y su relación con la geología de las cuencas sedimentarias del Caribe *Offshore* Colombiano y recomendar estrategias de exploración para gas.

1.1 Localización del Proyecto

El área de estudio tiene un cubrimiento espacial de aproximadamente 110.903 Km² e incluye las cuencas Guajira Offshore, Sinú Offshore, Urabá Offshore y Cuenca Colombia, desde la línea de costa hasta el Noroccidente como lo indica el límite del polígono rojo de la Figura 1.

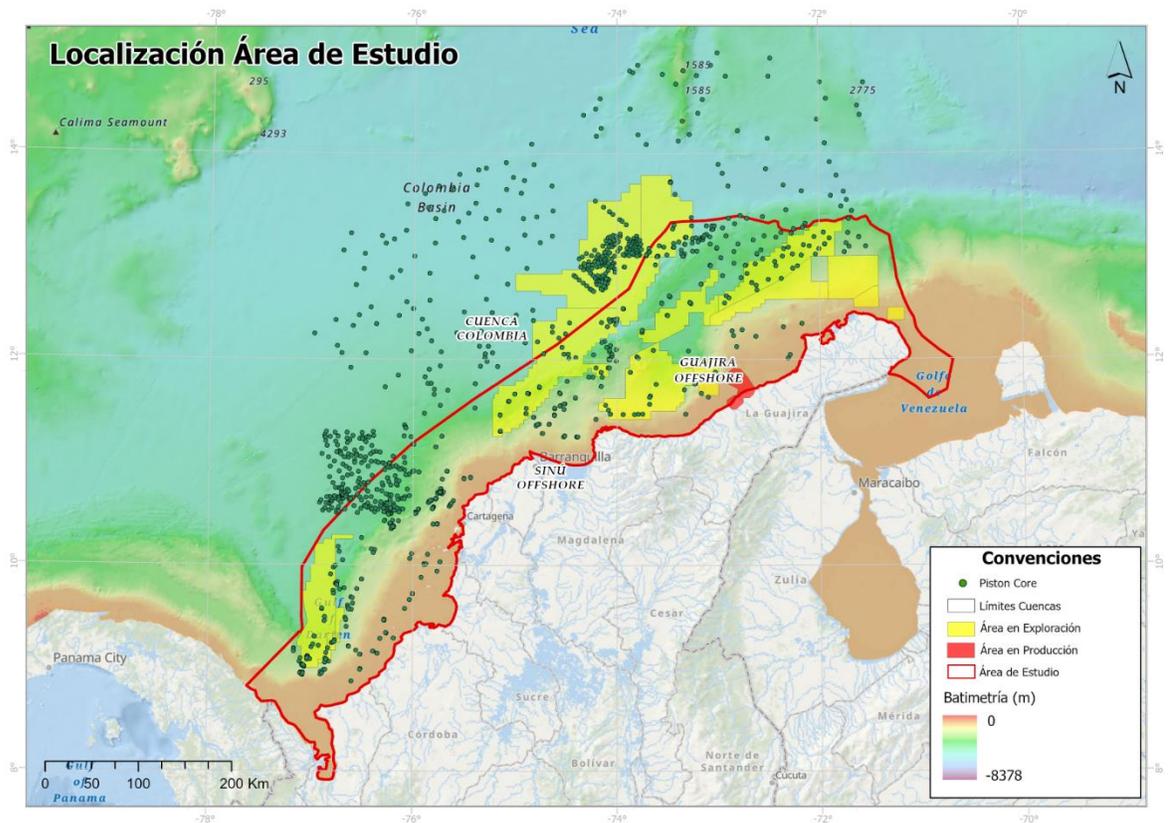


Figura 1. Mapa del Caribe colombiano con la localización del área de estudio (polígono rojo). Áreas E&P tomadas del mapa de Tierras ANH vigencia Diciembre-2023. Batimetría tomada de GEBCO.

2. ACTIVIDADES A DESARROLLAR

Fase I: Adquisición de información derivada de sensores remotos activos de tipo radar SAR que permitan identificar la posición espacial y distribución de los *Oil Seeps* en el Caribe Offshore colombiano.

1. Inventario de disponibilidad de datos de imágenes satelitales de radar SAR de uso libre y comercial que operen en bandas C, X y L sobre el área de estudio, en un periodo temporal que abarque desde el año 2000 hasta el 2024 y diagnóstico técnico asociado.
2. Selección de imágenes de radar filtradas en función de variables condicionantes de la aplicación de la metodología de identificación de *Oil Seeps* (condiciones meteorológicas, oceánicas y de velocidad del viento).

3. Preprocesamiento de imágenes satelitales de radar SAR seleccionadas para el análisis en función del tipo de dato, nivel de procesamiento, modo de adquisición, entre otros.
4. Clasificación y extracción de *Oil Seeps* desde un enfoque multitemporal aplicando técnicas de procesamiento digital de imágenes (PDI), clasificadores texturales y polarimétricos, técnicas de aprendizaje automático.
5. Validación de los resultados obtenidos por recopilación y análisis de datos batimétricos, meteorológicos como velocidad del viento, temperatura del mar, datos de corrientes oceánicas, salinidad del agua, entre otros, para el periodo de las imágenes analizadas. Los datos que se mencionan como insumo de validación de los resultados obtenidos con sensores remotos deberán ser consultados y adquiridos por el proponente desde fuentes de información de acceso libre y de portales oficiales que contengan información técnica relacionada. Los datos batimétricos deberán ser consultados desde fuentes oficiales de acceso libre y desde estudios o proyectos realizados en el área de estudio del proyecto.

1. Inventario de disponibilidad de datos de imágenes satelitales de radar SAR y diagnóstico técnico

Se debe realizar un inventario de disponibilidad y acceso de datos e imágenes disponibles de sensores remotos activos de radar SAR de uso libre y comercial y su respectivo diagnóstico técnico para el periodo de análisis. Para esto, se propone la consulta y búsqueda de información de programas satelitales con tecnología SAR que permitan la identificación y extracción de *Oil Seeps* a partir de su polarimetría y respuesta de retrodispersión (e.g., portales oficiales de agencias espaciales, catálogos de imágenes online, data hubs de imágenes, repositorios y catálogos oficiales de datos de uso libre o comercial). Esta revisión debe incluir la identificación de programas o proyectos de adquisición operados en la región del microondas del espectro electromagnético en bandas C, X y L (Sentinel1, Radarsat1, Radarsat2, RCM, Envisat, ERS1, ERS2, Cosmo Skymed, Alos Palsar), y deben tener las características técnicas necesarias para reconocer y extraer *Oil Seeps* naturales desde la polarimetría ofrecida por las imágenes. La revisión y disponibilidad de datos deben incluir un listado con:

- Proveedores de imágenes consultados
- Modos de adquisición, ángulo de incidencia
- Temporalidad de la adquisición
- Órbita
- Tipo de producto
- Resolución vertical y horizontal
- Banda en la que operan
- Número de escenas disponibles
- Ventana temporal de las adquisiciones
- Escala cartográfica máxima de análisis
- Niveles de procesamiento
- Polarizaciones
- Otros que se consideren necesarios.

2. Selección de imágenes de radar filtradas en función de variables condicionantes para la aplicación de la metodología de identificación de *Oil Seeps*

Posterior al inventario y diagnóstico técnico de la información disponible, se debe realizar la selección del dataset de análisis a partir de las imágenes disponibles y en función a la revisión bibliográfica y de las variables condicionantes para la aplicación de la metodología para identificar *Oil Seeps*. Las variables condicionantes más importante para la identificación de estas evidencias suelen ser la velocidad del viento, las condiciones oceánicas (oleaje, corrientes marinas, profundidad de la columna de agua oceánica), precipitación y otras

condiciones atmosféricas. La velocidad del viento ideal para reconocer *Oil Seeps* según algunos autores suele estar entre 3 – 7 m/s (Suresh et, al. 2015). Las bajas precipitaciones y áreas más someras del fondo marino también suelen ser mejores para la disposición de estas evidencias en superficie y su posterior identificación.

3. Preprocesamiento de imágenes satelitales de radar SAR

Esta etapa incluye la revisión bibliográfica de las principales metodologías propuestas en la literatura para la corrección y adecuación de los datos de teledetección de radar SAR siguiendo los principios físicos de la teledetección SAR con el fin de derivar valores físicos desde el valor de amplitud registrado por el sensor. El enfoque de los datos debe ser multitemporal y multisensor en donde se contemple los diferentes tipos de niveles de procesamiento disponibles para cada tipo de dato, y en función de estos, garantizar toda la cadena de procesamiento para la corrección y limpieza del dato. La escala multitemporal debe considerar todo el tiempo de operación de las misiones satelitales que se incluyan en el análisis.

La fase de preprocesamiento debe incluir:

- Corrección por órbita
- Remoción de ruido térmico y de ruido de borde
- Calibración radiométrica
- Aplicación de filtros espaciales y *multilooking* para minimizar el efecto de moteado
- Corrección geométrica y del terreno
- Conversión a decibelios del coeficiente de retrodispersión.
- Otros que se consideren necesarios.

4. Clasificación y extracción de *Oil Seeps* aplicando técnicas de procesamiento digital de imágenes (PDI) y aprendizaje automático

Esta etapa incluye la revisión de las principales técnicas de procesamiento y extracción de información de *Oil Seeps* desde el dato de radar corregido, e incluye la aplicación de algoritmos de extracción semi automático y automáticos complementados con inspección y análisis visual. Para esto se deben usar abordajes que permitan la mayor precisión en la detección de áreas oscuras que puede incluir umbrales adaptativos sobre las imágenes, algoritmos de clasificación supervisada y no supervisada, algoritmos basados en la componente textural del dato, aprendizaje automático y redes neuronales.

Esta actividad debe incluir el mapeo, categorización y discriminación de filtraciones naturales de petróleo líquido o gas natural (*Oil Seeps*) y otras acumulaciones flotantes sobre la superficie del mar como contaminación marina (*Oil Spills* de origen antrópico) relacionado con plataformas petroleras, barcos o vertimientos. La información alfanumérica asociada a los *Oil Seeps* y *Oil Spills* debe incluir como mínimo un identificador único, tipo de filtración, precisión, certidumbre, temporalidad, tipo de dato desde donde fue extraída, características del dato, características polarimétricas, condiciones meteorológicas y oceanográficas, características morfométricas básicas de la filtración identificada, entre otros. De igual manera, se debe incluir información de rutas marítimas para descartar o corroborar cualquier influencia antrópica sobre los *Oil Seeps* identificados sobre la superficie del mar.

5. Análisis y Validación de resultados

Para cada *Oil Seep* identificado debe realizarse una validación del resultado para cada fecha en función de la inclusión de otras fuentes de datos ya sean de tipo meteorológicos y oceanográficos que permitan validar los resultados obtenidos, o a partir de imágenes multispectrales ópticas de uso abierto (MODIS, Sentinel 3, Landsat 8, Landsat 9, Sentinel 2), y variables geoambientales y geológicas que permitan interpretar la validez y certidumbre de cada candidato a *Oil Seeps* u *Oil Spills* extraído. La información complementaria para la

validación debe incluir datos batimétricos, datos meteorológicos como velocidad del viento, contenido de algas y clorofila, temperatura del mar, datos de corrientes oceánicas, entre otros.

NOTA: La metodología presentada en los ítems anteriores es una guía basada en trabajos y bibliografía publicada. El contratista podrá presentar su propia metodología siempre y cuando cumpla con los requisitos de calidad y permita abordar integralmente los objetos y alcances de esta fase.

Fase II: *Integración de los Oil Seeps detectados (evidencias e indicios) con la geología del subsuelo del Caribe Offshore colombiano; y la definición de un plan de adquisición de información geológica que reduzca el riesgo exploratorio de las áreas con mayor prospectiva.*

La fase 2 del proyecto se desarrollará con base en la integración de dos etapas:

- Correlación entre los sitios de *Oil Seeps* identificados con la información generada en los últimos años de geología y geofísica del Caribe.
- Definición de planes de información geológica por adquirir de manera sistemática (tipo de información, escalas, nivel de detalle, etc) y delimitación de áreas de interés para adquisición.

1. Correlación entre los sitios de *Oil Seeps* identificados con la información generada en los últimos años de geología del Caribe

En el Caribe *Offshore* colombiano se ha detectado gas tanto de origen biogénico como termogénico a través de los *Piston Core*. Este proyecto debe estudiar la relación de los hallazgos de anomalías de gas (*Oil Seeps*) con la información de geología estructural y estratigráfica del subsuelo, debe interpretar los estilos estructurales, la estratigrafía, y su relación tectonoestratigráfica; por lo tanto, este proyecto debe propender por identificar la relación de los *Oil Seeps* con la geología del fondo marino. Este ítem se hará mediante interpretación sísmica de al menos cuatro horizontes, pozos perforados, correlación de pozos y generación de mapas estructurales en twt y profundidad, y mapas de espesores. La información de pozos debe considerar la información geológica de estratigrafía y bioestratigrafía. La información obtenida a partir de la caracterización e interpretación y el modelo geológico regional será integrada para detallar y comparar mapas de ocurrencias e indicios de gas en las áreas estudiadas.

2. Definición de planes de información geológica por adquirir de manera sistemática (tipo de información, escalas, nivel de detalle, etc.) y en qué áreas

El propósito de esta fase es generar recomendaciones puntuales acerca de qué nuevos proyectos se deberían desarrollar para avanzar en el reconocimiento de oportunidades exploratorias en el Caribe *Offshore* colombiano *presentando una justificación para cada uno de los proyectos propuestos*, y evaluando las implicaciones exploratorias de toda la información interpretada.

Los mapas generados en el punto anterior, permitirá a la ANH:

- i) Identificar áreas para futuros proyectos de adquisición de información geológica.
- ii) Definir tipos de estudios, disciplinas de la geología, y/o técnicas analíticas que se pueden llevar a cabo para reducir el riesgo exploratorio en la prospectiva de hidrocarburos de las áreas estudiadas.
- ii) Priorizar y ordenar las áreas de mayor a menor prospectiva; y la lista de estudios que corresponde a cada una de ellas.

3. PRODUCTOS ASOCIADOS

A continuación, se presenta un listado de los productos generales que se entregarán en el proyecto:

Fase I: Adquisición de información de la localización de Oil Seeps en áreas disponibles en el Caribe Offshore colombiano

Producto 1. Inventario de disponibilidad de datos, diagnóstico técnico y preprocesamiento de datos

- Informe técnico del Inventario de disponibilidad de datos de imágenes satelitales de radar SAR y diagnóstico técnico, debe incluir: detalle de las características técnicas de los datos seleccionados para el análisis, cuantificación del número de escenas a usar por tipo de plataforma, características de la adquisición, descripción de la temporalidad, entre otros.
- Informe con el estado del arte y descripción de las técnicas y algoritmos de preprocesamiento que deben ser implementados por cada tipo de dato y plataforma y estado del arte con los flujos metodológicos consultados para la extracción de Oil Seeps. En cuanto al primero debe incluir: detalle de la revisión, estado del arte y descripción de las técnicas y algoritmos de preprocesamiento que se usarán por cada tipo de dato y plataforma. En cuanto a las técnicas analíticas debe incluir como mínimo técnicas que incluyan umbrales adaptativos, clasificadores texturales a partir de la aplicación de técnicas de polarimetría SAR y aprendizaje automático. Análisis técnico con el estado del arte y flujos metodológicos usados para la extracción de *Oil Seeps* usando diferentes técnicas analíticas y enfoques metodológicos que garanticen la confiabilidad y certeza de la información extraída.
- Catálogo/repositorio de datos seleccionados, diagnosticados y pre-procesados, y diccionario de datos asociado.

Producto 2. Extracción de Oil Seeps, generación de mapas temáticos, y análisis de resultados

- Mapas y cartografía temática asociados a la ubicación de Oil Seeps multitemporales en el periodo de análisis identificados en la superficie del mar, y *Oil Spills* asociados a otras fuentes de emisión. El número de mapas dependerá de los resultados obtenidos.
- Informe con resultados de validación con información complementaria que incluya datos meteorológicos, oceanográficos, y productos satelitales ópticos de acceso libre (Landsat8/9, ASTER, Sentinel-2, EnMap, entre otros) para verificación de resultados de Oil Seeps identificados.
- Catálogo/repositorio de datos procesados y de resultados temáticos, y diccionario de datos asociado.

Producto 3. Informe final integrador y proyecto GIS

- Proyecto GIS con toda la información geoespacial asociada que incluya:
 - *i) Datos geoespaciales asociados al inventario y preprocesamiento:* Compilación de catálogo/repositorio de las imágenes seleccionadas, preprocesadas y corregidas para el análisis, agrupadas por tipo de plataforma y en modelo de datos ráster (Geotiff). Dato vectorial con las huellas (*footprint*) o cobertura espacial multitemporal con identificadores únicos para cada imagen usada. Diccionario de datos asociado. La escala temporal debe corresponder al dataset de datos disponible para la/las misiones satelitales seleccionadas.
 - *ii) Datos geoespaciales asociados al procesamiento y resultados:* Compilación de catálogo/repositorio de las imágenes/escenas en las que fueron identificados *Oil Seeps* con su respectiva temporalidad, y en modelo de datos ráster. Dato vectorial de tipo punto con los puntos centrales de emisión estimados con atributos temáticos que incluyan categorización por

rango de confianza, clasificación del *Oil Seep*, temporalidad, características texturales y de retrodispersión derivada desde la imagen, e información complementaria como condiciones climáticas y oceanográficas. Dato vectorial de tipo línea/polígono con los trazos y distribución espacial de los cuerpos de *Oil Seeps* extraídos para cada temporalidad y asociados a un punto de emisión. Debe incluir toda la información geoespacial generada y usada para complementar el análisis en cada fase de ejecución de la fase I de este proyecto.

- Informe final integrador del proyecto.
- Poster del proyecto y presentación *Power Point* con comentarios (Todos estos entregables deben tener versión en español e inglés).

Fase II: Integración de los *Oil Seeps* detectados (evidencias e indicios) con la geología del subsuelo del Caribe Offshore colombiano; y la definición de un plan de adquisición de información geológica que reduzca el riesgo exploratorio de las áreas con mayores prospectivas

Producto 1. Correlación entre los sitios de *Oil Seeps* identificados con la información generada en los últimos años de geología del Caribe

- Proyecto compilado en formato de software petrotécnico para las áreas estudiadas. El proyecto de interpretación sísmica debe contener, al menos, la interpretación sísmica de cuatro (4) horizontes estándar, pozos perforados cargados debidamente en el proyecto, correlación de pozos y generación de mapas estructurales en twt y profundidad, y mapas de espesores, interpretación estructural (fallas, pliegues y estructuras propensas a convertirse en Plays), inventario de pozos y modelos de velocidad (si los tiene). La información de los pozos debe considerar la información geológica de estratigrafía y bioestratigrafía.
- Cartas de eventos e informes detallados de los posibles sistemas petrolíferos asociados a hidrocarburos de origen termogénico en caso de ser detectados y evidenciados, debe llevarse a cabo una relación entre los *Oil Seeps* y la distribución espacial de unidades obtenida mediante la información sísmica disponible. Estos se deben generar a partir de modelamientos de cuenca preexistentes y que están disponibles en el EPIS.
- Informe de integración entre geología y geofísica del subsuelo marino y las anomalías detectadas. Debe contener capítulos de metodología, insumos, discusión de resultados, e interpretación geológica y geofísica de los hallazgos definidos para identificar y analizar las evidencias e indicios de manifestaciones de hidrocarburos en la superficie marina.
- Proyecto GIS con todos los datos geoespaciales y producción cartográfica generados en la fase II del proyecto de acuerdo con los manuales de entrega de información técnica al BIP-EPIS, y diccionario de datos asociado que defina los términos y conceptos relacionados con los datos. Debe incluir como mínimo nombre del dato, definición, tipo de dato, formato, longitud, valores permitidos, origen, uso, propietario del dato, entre otros.
- Informe ejecutivo final del proyecto, Poster del proyecto y presentación *Power Point* con comentarios (Todos estos entregables deben tener versión en español e inglés).

Producto 2. Definición de planes de adquisición de información geológica sobre áreas de interés

- Hoja de ruta con el listado de estudios geológicos recomendados para adquirir en el 2025 y 2026 para evaluar el potencial exploratorio en áreas de interés, especificando tipo de información, escalas, nivel de detalle, etc.
- Delimitación de sectores donde se recomienda llevar a cabo proyectos de adquisición de información, y los tipos de estudio a realizar e identificación y evaluación de la información geológica existente en el área de interés; debe incluir la justificación, objetivos y alcance de cada una de las

actividades propuestas. Debe incluir la definición de posibles tiempos y recursos necesarios para la ejecución de las actividades de adquisición de nuevos datos.

- Informe técnico detallado con los planes de adquisición de información sobre áreas de interés

Todos los productos deben ser entregados de acuerdo con el manual de entrega de información técnica del Banco de Información Petrolera (BIP) – EPIS. En dicho manual se definen los procedimientos, productos, formatos y medios para la entrega de documentación e información técnica de toda la información adquirida o generada en el marco del desarrollo de los contratos de evaluación, exploración y producción de Hidrocarburos en Colombia al BIP del Servicio Geológico Colombiano (SGC).

El manual de entrega de información técnica del EPIS puede ser consultado en la siguiente dirección electrónica ([Manual Entrega EPIS](#)). En caso de que el manual presente algún tipo de actualización durante el tiempo de ejecución del contrato, estas deben ser tenidas en cuenta en la presentación de los entregables y productos finales al BIP-EPIS.

3. PLAZO DE EJECUCIÓN

El plazo de ejecución del proyecto será hasta el quince (15) de diciembre de 2024, lapso contado a partir de la suscripción del acta de inicio, previo cumplimiento de los requisitos de perfeccionamiento y ejecución del contrato. El tiempo estimado de ejecución es de cinco (5) meses aproximadamente.

4. PERSONAL MÍNIMO

La siguiente es la relación del personal mínimo requerido:

Cargo	Perfil	Posgrado	Dedicación	Cantidad	Experiencia Mínima
Director del proyecto	Geólogo o Ingeniero geólogo o Geofísico o Ingeniero Geofísico	Maestría o Doctorado en Geociencias, Geología, Geofísica	100%	1	Doce (12) años de experiencia o siete (7) proyectos o contratos como director o coordinador de proyectos geológicos de exploración de hidrocarburos que incluya definición de prospectos o <i>plays</i> exploratorios.
Asesor en Sensores Remotos	Geólogo o Ingeniero Geólogo o Geocientífico o Ingeniero Catastral	Maestría o Doctorado en Sensores Remotos, Geofísica, Geomática	100%	1	Cinco (5) años de experiencia o tres (3) proyectos o contratos en cartografía y exploración geológica, procesamiento e interpretación de imágenes SAR, análisis espacial, conocimiento de herramientas como ENVI SARCscape, <i>Google Earth Engine</i> , y de programación con Python.
Asesor en Ciencia de Datos Geoespaciales	Geólogo o Ingeniero Geólogo o Geocientífico	Maestría o Doctorado en Ciencia de Datos, Geofísica, Aprendizaje Automático	100%	1	Cinco (5) años de experiencia o tres (3) proyectos o contratos en Ciencia de Datos, Ciencia de Datos Geoespaciales, Analítica Espacial, Aplicación de herramientas de aprendizaje automático en geología, conocimientos en programación con Python.
Geólogo de estratigrafía y geoquímica orgánica	Geólogo o Ingeniero Geólogo	Especialización, Maestría o Doctorado en Geociencias, Geología	100%	1	Diez (10) años de experiencia, o participación en seis (6) contratos o proyectos que acrediten experiencia en estratigrafía y evaluación de geoquímica orgánica de rocas y/o crudos.

Intérprete de sísmica	Geólogo o Geofísico o Ingeniero Geólogo	Especialización, Maestría o Doctorado en Química o Geoquímica	100%	1	Diez (10) años de experiencia, o participación en seis (6) contratos o proyectos que acrediten experiencia interpretación sísmica y exploración de hidrocarburos.
Profesional GIS	Geólogo, ingeniero catastral, Ingeniero geólogo o afines	Especialización, Maestría en Geografía, Sistemas de Información Geográfica, Geomática	100%	1	Cinco (5) años de experiencia profesional o participación en tres (3) contratos que acrediten experiencia en manejo de herramientas GIS como ArcMap, ArcGIS Pro, QGIS, y herramientas como ENVI, Google Earth Engine, y herramientas GIS para administración, análisis, visualización y producción cartográfica

LUGAR DE EJECUCIÓN:

El proyecto constará solamente de trabajo de laboratorio u oficina, que se desarrollará en el lugar donde tenga jurisdicción el ejecutor, o donde la ANH indique.

Se deben atender reuniones presenciales en las instalaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en la ciudad de Bogotá cuando la ANH lo requiera.

La ejecución del proyecto se puede llevar a cabo tanto en territorio nacional como en el exterior. Toda vez que se garantice un canal directo y constante con los profesionales involucrados en cada una de las fases del proyecto y que se atiendan las reuniones presenciales y virtuales que el supervisor del contrato indique.

PROPUESTA ECONÓMICA:

Con relación a la tabla PRESUPUESTO, (se anexa formato para el cálculo del presupuesto contentiva de dos hojas las cuales deben ser diligenciadas en su totalidad para los tipos de datos y productos propuestos). Dicho valor será presentado en **pesos colombianos** y debe tener incluido todos los costos directos e indirectos, con sus respectivas tasas e impuestos, además de todos los gastos contingentes y todos aquellos que resulten necesarios para la ejecución del contrato en las condiciones de tiempo requeridos.

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.

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 ___

PRESENTACIÓN DE INQUIETUDES Y OBSERVACIONES: Las firmas interesadas podrán presentar la inquietudes u observaciones que surjan del presente sondeo de mercado al correo electrónico: estudios.mercado@anh.gov.co, antes del 30 de mayo 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 6 de junio de 2024.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Dembicki Jr, H. (2020). Reducing the risk of finding a working petroleum system using SAR imaging, sea surface slick sampling, and geophysical seafloor characterization: An example from the eastern Black Sea basin, offshore Georgia. *Marine and Petroleum Geology*, 115, 104276.

Ivanov, A. Y., & Morović, M. (2020). Oil Slicks detection and mapping by SAR imagery in the Adriatic Sea. *Acta Adriatica*, 61(1), 13-26.

Jatiaux, R., Dhont, D., Loncke, L., & Dubucq, D. (2017). Monitoring of natural oil seepage in the Lower Congo Basin using SAR observations. *Remote Sensing of Environment*, 191, 258-272.

Judd, A., & Hovland, M. (2009). *Seabed fluid flow: the impact on geology, biology and the marine environment*. Cambridge University Press.

 <p>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS</p>	<p>AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FORMATO SONDEO DE MERCADO</p>	<p>ANH-GCO-FR-121 31/11/2023 Versión N°4 Página 14 de 14</p>
--	---	---

Mityagina, M., & Lavrova, O. (2022). Satellite survey of offshore oil seep sites in the caspian sea. *Remote Sensing*, 14(3), 525.

O'Reilly, C., Silva, M., Daneshgar Asl, S., Meurer, W. P., & MacDonald, I. R. (2022). Distribution, magnitude, and variability of natural Oil Slicks in the Gulf of Mexico. *Remote Sensing*, 14(13), 3150.

Panieri, G., Argentino, C., Ramalho, S. P., Vulcano, F., Savini, A., Fallati, L., ... & Mattingsdal, R. (2024). An Arctic natural oil seep investigated from space to the seafloor. *Science of the Total Environment*, 907, 167788.

Richards, J. A. (2009). *Remote sensing with imaging radar (Vol. 1, pp. 172-173)*. Berlin/Heidelberg, Germany: Springer.

Suresh, G., Melsheimer, C., Körber, J. H., & Bohmann, G. (2015). Automatic estimation of oil seep locations in synthetic aperture radar images. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 53(8), 4218-4230.

Staples, G. (2021). Characterization of Offshore Oil Seeps Using RADARSAT-2 Polarimetric Features. In *2021 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium IGARSS* (pp. 1642-1645). IEEE.

Vasquez-Dolande, E., Morales, E., & Achkar, M. (2021). Evaluación del uso de sensores remotos para identificar manchas de crudo en áreas costa afuera del Uruguay. *Boletín de Geología*, 43(2), 185-202.

EAG
VT

Anexo: Un (1) archivos tipo Excel – Tabla de Cotización

Aprobó: Miguel Armenta – Vicepresidente Técnico

Revisó: María Cecilia Ruíz – Gerente Gestión del Conocimiento

Proyectó: César Augusto Suárez – Contrato 096 de 2024 Componente Técnico
Leily Candela Becerra – Contrato 097 de 2024 Componente Técnico