



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

TÉRMINOS Y CONDICIONES

- I. **AUTORIZADO:** Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos (en adelante, Autorizado).
- II. **FECHA DE EXPEDICIÓN:** 27 de septiembre de 2022.
- III. **MODALIDAD:** Que no incluye la Adquisición de Datos de Campo, en términos de la fracción II del artículo 15 de las *DISPOSICIONES administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial* (en adelante, Disposiciones Administrativas).
- IV. **PROYECTO QUE SE AUTORIZA:**

El Proyecto "Reprocesado de datos sísmicos 3D del Estudio Campeche WAZ 5 Bloque Norte", a desarrollar en áreas de la provincia petrolera "Cuencas del Sureste", ubicada en aguas someras y profundas del Golfo de México frente a las costas del estado de Tabasco y Campeche (en adelante, Proyecto).

Con base en el artículo 17 fracción II, de las Disposiciones Administrativas, se verificaron los requerimientos para realizar el Proyecto en la modalidad establecida, los cuales se incluyen a continuación:

1. OBJETIVOS GENERALES Y ALCANCES DEL PROYECTO.

- Objetivos generales del proyecto:

Obtener una imagen sísmica de alta calidad que permita sustentar la delimitación y posible desarrollo de los campos descubiertos, enfocada a evaluar el potencial petrolero de los Plays productores, reducir la incertidumbre de elementos del sistema petrolero, así como mejorar los alineamientos estructurales, caracterización inicial e identificar las nuevas oportunidades exploratorias. Lo anterior, permitirá al Autorizado a mediano plazo, incrementar la rentabilidad de las Asignaciones distribuidas en sus proyectos de inversión denominados Chalabil y Campeche Oriente a mediano plazo.

- Objetivos Geológicos:

Reducir el riesgo geológico, en la documentación de localizaciones exploratorias, mejorando la imagen en profundidad en los Plays: Jurásico Superior Kimmeridgiano.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Disminuir la incertidumbre de las geometrías de la trampa de los prospectos exploratorios en zonas con sal alóctona, bloques cabalgados y evaluar la prospectividad en el Play hipotético Presal.

- Alcances del proyecto:

En el Área de estudio, el reprocesado de los datos sísmicos del cubo Campeche Waz 6 y Waz 5, presentan una buena calidad de imagen debido al tipo de adquisición de última generación. En la zona a reprocesar se tiene incertidumbre de la imagen por la complejidad geológica de la zona por lo que se requiere también una imagen sísmica de mayor resolución que permita desarrollar actividades de interpretación sísmica y con menor incertidumbre.

Para lograr los objetivos antes planteados, el Autorizado programó realizar el reprocesado con Migración Pre-apilado en Profundidad PSDM, mediante el algoritmo *RTM* y *RTM de mínimos cuadrados*, así como la secuencia de modelado de velocidades con la aplicación del modelado FWI y RFWI en la adquisición sísmica Campeche Waz 6, Waz 5.

Actualmente, en el área propuesta, como resultados de estudios de Sistemas Petroleros, Plays y Prospectos se tienen ya visualizadas oportunidades exploratorias de hidrocarburos. Sin embargo, dichos prospectos requieren un mejoramiento sustancial de la calidad y resolución de la imagen sísmica mediante un procesamiento enfocado de alta definición y algoritmos de última generación, que permita dar mayor certidumbre de los estilos estructurales, las características de las trampas y el sello, así como a la geometría interna de los objetivos exploratorios mediante la utilización de atributos sísmicos y procesos especiales que se apliquen en las nuevas versiones sísmicas a obtener, para una mejor estimación de la probabilidad de éxito geológico y del valor económico. Además, favorecerá la documentación, aprobación, perforación y caracterización de los prospectos del área de estudio.

2. BENEFICIOS QUE APORTA EL PROYECTO AL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO

El Autorizado manifiesta que algunos de los beneficios que este programa aporta al conocimiento del potencial petrolero son los siguientes:

- a) Obtener una imagen sísmica de alta calidad utilizando algoritmos Kirchhoff y RTM para migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM), que permita reducir la incertidumbre sobre campos descubiertos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- b) Facilitar y continuar la ejecución de estudios exploratorios para la generación de localizaciones exploratorias asociadas a Planes de Exploración en el área de interés.
- c) Establecer lazos de cooperación con los socios circunvecinos para realizar trabajos en conjunto.
- d) Robustecer la cartera de localizaciones exploratorias y evaluar los Recursos Prospectivos asociados.
- e) En caso de resultar exitosas las oportunidades, apoyarán en el diseño de pozos delimitadores y de desarrollo.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS METODOLOGÍAS, TECNOLOGÍAS, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.

El Autorizado manifiesta que los datos sísmicos tridimensionales serán procesados en la modalidad de Migración en Profundidad antes de apilar (PSDM). Los datos sísmicos tridimensionales serán procesados utilizando para tal fin la tecnología apropiada y de última generación, así como los algoritmos Kirchhoff y Reverse Time Migration (RTM).

Para beneficio de la imagen y obtener un modelo de velocidades con mayor consistencia con la geología, se utilizará tecnología de vanguardia en la construcción del modelo de velocidades con herramientas como el de la inversión de forma de onda completa "Full WaveForm inversión" (FWI) y RFWI de alta resolución para medios anisotrópicos.

Se aplicará un flujo de trabajo denominado de Imagen Enfocada al Prospecto que está diseñado para potenciar los flujos de trabajo convencionales para la evaluación de prospectos al integrar la secuencia de procesamiento de imagen sísmica en los mismos. En este enfoque, la evaluación de exploración comienza simultáneamente con la construcción de la imagen sísmica para proporcionar retroalimentación constante en diferentes etapas de la secuencia de procesamiento. Esta retroalimentación continua, está diseñada para enfocar las actualizaciones del modelo de velocidad a través de Full Waveform Inversion, (FWI, por sus siglas en inglés) y de la realización de pruebas de escenarios iterativos en la imagen en las áreas de interés prospectivas.

Tecnologías:

Se utilizarán los algoritmos de migración como Kirchhoff y Reverse Time Migration (RTM),

Migración en profundidad Kirchhoff antes de apilar (KPSDM)

En la migración 3D pre-apilado en profundidad usando el algoritmo de Kirchhoff (KPSDM), la imagen migrada es construida al sumar las amplitudes ponderadas a través de las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

superficies de difracción. Estas superficies de difracción son determinadas por el tiempo de viaje en dos sentidos de la superficie al subsuelo, que se calcula con el campo de velocidades. La fórmula para la migración en profundidad se deriva del teorema de Green, y tiene la forma de la sumatoria de las observaciones realizadas en la superficie de la tierra. La imagen migrada, la cual es calculada por esa sumatoria, representa la reflectividad a través de una sección de la sub-superficie de observación. El algoritmo es capaz de procesar echados de hasta 90 grados, siempre y cuando se tenga suficiente información y se especifique una apertura lo suficientemente larga. El algoritmo utiliza el método de reconstrucción de campo de onda de la generación de tiempo de viaje, que usa la mayor parte del arribo energético.

Migración RTM

La Migración de Tiempo Reverso (Reverse Time Migration - RTM) es un algoritmo de migración pre-apilado en profundidad basado en la ecuación de onda. La migración RTM no tiene ninguna limitación de echados, puede manejar ondas complejas y múltiples trayectorias. RTM es un algoritmo robusto para la formación de imágenes cuando las ondas que se propagan a través del subsuelo pasan a través de estructuras en medios altamente complejos.

El algoritmo consiste en dos pasos principales. En primer lugar, la firma del disparo se propaga hacia delante en el tiempo utilizando una ecuación de onda de dos vías. El campo de onda del disparo se almacena en disco para todos los tiempos. Una vez que esto se ha hecho, el campo de onda del receptor se propaga hacia atrás en el tiempo utilizando el tiempo reverso de la ecuación de onda de dos vías. La condición estándar para la formación de imagen es la correlación cruzada de retraso cero (zero-lag cross correlation). En el momento que el campo de onda del receptor alcanza el tiempo t , el campo de onda del tiro en el tiempo t (previamente almacenado en disco) es leído y los dos campos de onda se multiplican por todo el espacio. El resultado de esta multiplicación se añade entonces a la imagen. La imagen final de una migración RTM es la suma a través del tiempo de estas multiplicaciones.

Modelado de velocidad por FWI y RFWI

La inversión completa del campo de onda, mejor conocida como FWI o "Full Waveform Inversion" (Lailly et al., 1983, Tarantola 1984, Pratt et al., 1999) genera un modelado directo para calcular las diferencias entre la sísmica adquirida y el modelo actual de inversión, y un proceso similar a la migración RTM de los residuales de este modelado directo para calcular un volumen de gradiente, y actualizar el modelo de velocidad. Este proceso se realiza iterativamente e incrementando la frecuencia de inversión, que a su vez incrementa la resolución en el modelo de velocidad. Este método funciona idealmente en todas las geometrías de adquisición, pero se ha notado su mayor efectividad en datos con acimut



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

amplio (WAZ) o acimut completo (FAZ, OBC, OBN). El modelado por diferencias finitas es el paso, computacionalmente hablando, más complejo. El dato sísmico modelado a partir del modelo de velocidades de entrada es generado en un inicio, utilizando usualmente propagadores acústicos para este paso. Dicha sísmica modelada es entonces comparada con la sísmica real de entrada, y las diferencias residuales son calculadas, para después ser propagadas de vuelta, traduciéndolas en gradientes de velocidad. Por último, este gradiente es utilizado para construir un nuevo modelo, aplicando este proceso iterativamente hasta que los residuales son minimizados y no hay reducción adicional.

Equipo y herramientas de Reprocesamiento y/o Interpretación de Datos:

Se utiliza un software integral de procesamiento sísmico para el acondicionamiento de datos en tiempo y para la generación de imágenes sísmicas en profundidad, así como también permite la interpretación y visualización tridimensional de los datos sísmicos.

Software de procesamiento

El software de procesamiento geofísico Omega integra flujos de trabajo comprensibles con algoritmos avanzados de procesamiento de datos, escalables y flexibles para procesar el dato de forma serial o paralela. Dicho software puede trabajar con dato sísmico, multi-físico, y de micro sismicidad.

El software petrel provee un espectro muy amplio de flujos de trabajo geofísicos para resolver diversos retos técnicos, incluidos los de construcción de modelos terrestres en profundidad, visualización de sísmica tridimensional e inclusión de información complementaria como interpretación, datos de pozo, etcétera. Actúa en forma complementaria al software de procesamiento Omega durante los procesos de migración en profundidad.

Capacidad de Computo:

El Proyecto se realizará con equipos de cómputo con 8 Peta Bytes (PB) y 4000 teraflops de capacidad y rendimiento, infraestructura de conectividad, al igual que máquinas virtuales para la optimización de los tiempos de procesamiento e interpretación. Las características del sistema en Clúster son 1200 Tb, Clúster con 1000 (CPU) x 8) y Clúster con 600 (GPU) x 20).



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

4. ÁREAS DETERMINADAS INCLUYENDO LAS COORDENADAS UTM Y GEOGRÁFICAS CORRESPONDIENTES.

El área de estudio se ubica en la porción marina de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, dentro del Golfo de México en aguas someras y profundas, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche.

El proyecto abarca un área irregular con una superficie de 5,723 km², las coordenadas fueron proporcionadas como coordenadas geográficas en el marco de referencia ITRF-08 época 2010.0, así como su proyección horizontal en formato universal UTM Zona 15 Norte.

La presente Autorización no confiere exclusividad alguna al Autorizado sobre el área de estudio aprobada para el territorio nacional, así como en la Zona Económica Exclusiva (en adelante, ZEE) mexicana para llevar a cabo las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.

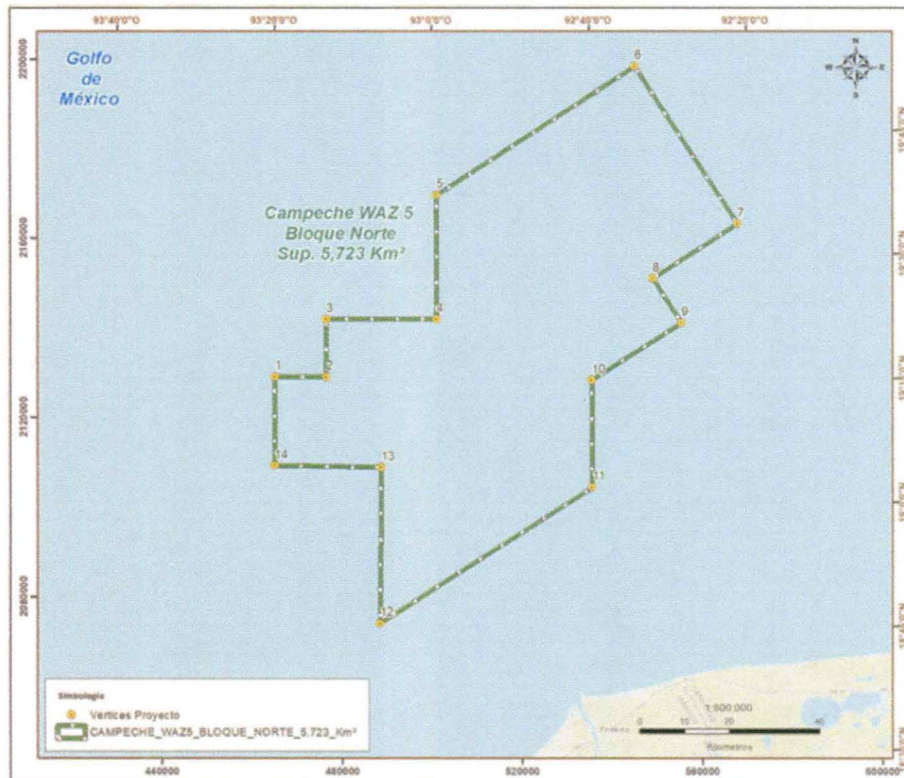


Figura 1. Área total del proyecto, proporcionado por el Autorizado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Tabla de coordenadas Campeche Waz5 Bloque Norte Sup. 5,723 Km ²						
Vértices	Coordenadas Proyectadas		Coordenadas Geográficas			
	UTM Z15N		Latitud Norte	Longitud Oeste	Latitud Norte	Longitud Oeste
	Este (X)	Norte (Y)	Grados decimales		Grados sexagesimales	
1	465092.067	2128977.409	19.254105	93.332173	19° 15' 14.779"	93° 19' 55.823"
2	476469.224	2128989.902	19.254383	93.223913	19° 15' 15.778"	93° 13' 26.085"
3	476497.537	2141878.507	19.370861	93.223802	19° 22' 15.101"	93° 13' 25.686"
4	501016.209	2141862.582	19.370855	92.990323	19° 22' 15.078"	92° 59' 25.163"
5	501005.519	2169616.182	19.621670	92.990410	19° 37' 18.011"	92° 59' 25.477"
6	545134.848	2198412.104	19.881375	92.568847	19° 52' 52.950"	92° 34' 07.850"
7	567883.385	2163090.502	19.561537	92.352835	19° 33' 41.532"	92° 21' 10.208"
8	548982.885	2150909.951	19.452018	92.533333	19° 27' 07.266"	92° 32' 00.000"
9	555316.878	2141081.444	19.363034	92.473276	19° 21' 46.922"	92° 28' 23.795"
10	535420.348	2128259.004	19.247604	92.662964	19° 14' 51.375"	92° 39' 46.671"
11	535560.318	2104376.674	19.031768	92.662072	19° 01' 54.364"	92° 39' 43.458"
12	488469.574	2074028.911	18.757768	93.109395	18° 45' 27.965"	93° 06' 33.824"
13	488698.454	2108757.376	19.071637	93.107424	19° 04' 17.892"	93° 06' 26.727"
14	465070.202	2109152.513	19.074940	93.332022	19° 04' 29.784"	93° 19' 55.280"

Marco de Referencia ITRF08, ÉPOCA 2010.0

Tabla 1. Coordenadas de los vértices del área de estudio.
Datos proporcionados por el Autorizado.

5. DESCRIPCIÓN DE LOS DATOS E INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.

El área de estudio contará con información sísmica de tres volúmenes de sísmica 3D;

- Estudio sísmico Campeche 3D WAZ-5 adquirido en 2017.
- Estudio sísmico Campeche 3D WAZ-6 adquirido en 2019.
- Estudio sísmico Ayatsil 3D, adquirido en 2012.

Los datos requeridos para iniciar el proyecto son :

Registros de trazas de tiros y de puntos de reflejo CDP (Gathers), de los estudios ARES ARES-DSM-MX-15-3P2/441, ARES-DSM-MX-15-3P2/4513-18 y del estudio Ayatsil-Yaxiltun 3D WAZHD.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cabe mencionar que el Autorizado deberá verificar con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) asimismo con el titular de los derechos de los proyectos ARES, la disponibilidad de esta información, y realizar el licenciamiento o la actualización de los Términos y Condiciones de Licencias de Uso de esta información.

6. DESCRIPCIÓN DEL CONTROL DE CALIDAD DE LOS DATOS ADQUIRIDOS, PROCESADOS Y/O INTERPRETADOS, POR PARTE DEL AUTORIZADO.

El Control de calidad enfocado a los datos sísmicos y proyectos serán realizados en múltiples etapas de control (desde la recepción del dato hasta la entrega de los productos finales) para asegurar el mejor producto entregado en tiempo y forma. El personal geofísico cuenta con la disponibilidad para manejar los estándares de control de calidad y procedimientos utilizando las herramientas disponibles, las cuales contiene módulos de manejo de proyectos, metodologías y guías de control de calidad en áreas, los cuales son parte integral del sistema de procesamiento y calidad de la compañía que realizará las actividades a nombre del Autorizado. Lo anterior, referido para el control de calidad, tanto los estándares de la industria y las mejores prácticas documentadas por el staff de procesamiento.

Controles de calidad de la señal sísmica pre-migración.

- Verificación del contenido espectral de los datos de entrada involucrados.
- Verificación del contenido de ruido en los datos de entrada.
- Verificación de parámetros geométricos de los datos de entrada (cobertura, distribución acimutal, distancias fuente-receptor).

Controles de calidad de la construcción del modelo de velocidad.

- Verificación de los valores de anisotropía en pozos con registro sísmico (verificación del aplanamiento de los registros de traza antes de apilar (gathers) con velocidad cercana al pozo y anisotropía estimada).
- Perturbación o gradiente de velocidad después de cada actualización al modelo mediante inversión sísmica (FWI o tomografía CIP).
- Verificación del aplanamiento de los CIP gathers después de cada actualización al modelo de velocidad en nivel sísmico, y también a nivel estadístico mediante la generación de histogramas y mapas de la función de aplanamiento gamma.
- Verificación de la similitud entre la velocidad sísmica después de cada actualización al modelo de velocidad y la velocidad calculada a partir de la información de pozo (registro sísmico, checkshot o VSP).
- Mejora de la calidad de imagen (KPSDM o RTM) después de cada actualización al modelo de velocidad.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

- De ser necesario, verificación del desacoplamiento (“misstie”) en horizontes de control con respecto a los marcadores de pozo para niveles clave de interés.
- Para el caso particular de las iteraciones con FWI, adicionalmente se analiza el coeficiente de correlación entre tiros observados y modelados.

Controles de calidad de la generación de imagen sísmica KPSD, RTM y LSMi-RTM

- Verificación de los dominios de migración (OVT/Offset-Acimut para KPSDM y Tiros para RTM)
- Verificación de parámetros de migración.
- Verificación de contenido de ruido post-migración.
- Comparación de imágenes con respecto a la sísmica de referencia
- Verificación de los procesos post- migración (atenuación de ruido y aplicación de ganancia y escalares)

7. CRONOGRAMA DE TRABAJO.

Las actividades autorizadas se realizarán en un periodo de 15 meses y 1 semana, programando iniciar actividades el 03-oct-2022 para concluir el 7-ene-24 conforme al siguiente cronograma:

		CRONOGRAMA DE ENTREGABLES REPROCESADO SÍSMICO																			
ESTUDIO CNH	TIPO DE PROCESO	2022				2023				2024											
		A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M
Campeche WAZ 5 Bloque Norte	PSDMRTM	03/10/2022																		07/01/2024	

Tabla 2. Cronograma de actividades. Datos proporcionados por el Autorizado.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

AUTORIZACIÓN ARES-PMX-MX-15-7N1/8775-22

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Nombre de la Actividad Campeche WAZ 5 Bloque Norte	Fecha de inicio dd-mm-aa	Fecha de termino dd-mm-aa	Duración	2022				2023				
				Bimestre 1 Oct-Nov	Bimestre 2 Dic-Ene	Bimestre 3 Feb-Mar	Bimestre 4 Abr-May	Bimestre 5 Junio-Julio	Bimestre 6 Ago-Sep	Bimestre 7 Oct-Nov	Bimestre 8 Dic-Ene	
Carga de datos, Geometría y QC	03/10/2022	18/10/2022	15	X								
Amarre en tiempo de proyectos con QC	28/11/2022	13/12/2022	15	X	X							
Preparación y pruebas de migración	15/11/2022	04/05/2023	170	X	X	X	X					
Modelo de velocidades inicial	03/10/2022	22/11/2022	50	X								
Modelo Inicial TT1 (ENTREGABLE)	22/11/2022	07/12/2022	15	X	X							
Generación de Modelo de velocidades Tomograficas y FWI inicial a nivel terciario (1)	22/11/2022	07/12/2022	15	X	X							
Interpretación de las cimas en los cuerpos de sal	22/11/2022	07/12/2022	15	X	X							
Generación de Modelo de velocidades Tomograficas y FWI inicial a nivel terciario (2)	12/12/2022	18/12/2022	6		X							
Interpretación de las bases en los cuerpos de sal	10/12/2022	22/02/2023	74		X	X						
Generación del modelo de velocidades tomograficas regional Terciario	22/02/2023	24/03/2023	30			X						
KPSDM migración (Velocidad de Sedimentos - 50x50x10) (ENTREGABLE)	23/03/2023	12/05/2023	50			X	X					
Generación de modelo de velocidades con tecnología RFWI Subsalino	23/03/2023	04/05/2023	42			X	X					
Escenarios de imagen con Migraciones Localizados	15/01/2023	18/05/2023	123		X	X	X					
Generación de modelo de velocidades con tecnología ETM-FWI Subsalino	19/05/2023	25/06/2023	37				X	X				
RTM Migración (Veocidad Subsal - 25 Hz 50x50x10) (ENTREGABLE)	25/06/2023	30/07/2023	35					X				
Interpretación de las cimas de los carbonatos	10/05/2023	16/07/2023	67				X	X				
Interpretación e inundación de Carbonatos y Sal Autoctona	17/07/2023	01/09/2023	46					X	X			
Generación de modelo de velocidades con tecnología RFWI Carbonatos	01/09/2023	01/10/2023	30						X	X		
Generación del modelo de velocidades tomograficas en carbonatos	02/10/2023	01/12/2023	60							X	X	
RTM Migración (Veocidad Carbonatos - 25 Hz 50x50x10) (ENTREGABLE)	01/12/2023	12/12/2023	11									X
Generación del modelo de velocidades presalinas	01/12/2023	08/12/2023	7									X
Migraciones finales RTM, LSRTM y KPSDM	08/12/2023	23/12/2023	15									X
Procesos post-migración	13/12/2023	28/12/2023	15									X
RTM Migración y LSRTM (Veocidad FINAL) (ENTREGABLE)	28/12/2023	07/01/2024	10									X

Tabla 3. Cronograma de actividades a detalle.
Datos proporcionados por el Autorizado.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) advierte que, con base en el cronograma de trabajo presentado, el Autorizado deberá actualizar el cronograma de trabajo propuesto inicialmente, si fuera el caso, y presentarlo en su oportunidad con la notificación de inicio de actividades prevista en el artículo 32 de las Disposiciones Administrativas y el inciso b), del numeral IX de los Términos y Condiciones de esta Autorización.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

8. PROGRAMA DE RECEPCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS ENTREGABLES.

El Autorizado remitirá a la Comisión los entregables descritos a continuación (Tabla 4):

PROGRAMA DE ENTREGA DE DATOS Y DESCRIPCIÓN DE ENTREGABLES DEL PROCESO		
MIGRACIÓN PRE APILADO EN PROFUNDIDAD PSDM		
NOMBRE DEL ESTUDIO	ENTREGABLE	FECHA ESTIMADA DE ENTREGA
Campeche WAZ 5 Bloque Norte	Gathers PSDM Kirchhoff (Formato SegY) Conjunto o familia de trazas ordenadas por CIP (commun image point) a los cuales se les realiza limpieza de los datos con preservación de amplitudes.	29/03/2024
	MIGRACIÓN PRE APILADO EN PROFUNDIDAD (formato SegY) Es la suma del grupo de trazas gathers al cual se le incorpora el campo de velocidades finales, obteniéndose una imagen sísmica, representación del subsuelo con fidelidad de enfocamiento sísmico y una mayor resolución espacial y temporal de los reflectores sísmicos de los cuerpos arcillosos y de las estructuras en reflectores objetivos de interés.	
	MODELO DE VELOCIDADES PSDM , modelos de velocidad en profundidad que comprende anisotropía, parámetros delta y Epsilon, velocidades de intervalo y RMS apilado	
	INFORME FINAL DE PROCESO (formato Digital PDF) , el informe final contiene descripción de las etapas de proceso, sus controles de calidad, conclusiones, recomendaciones, de acuerdo a la naturaleza del servicio.	

Tabla 4. Programa de entrega y descripción del entregable. Datos proporcionados por el Autorizado.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

AUTORIZACIÓN ARES-PMX-MX-15-7N1/8775-22

Comisión Nacional de
Hidrocarburos

V. **VIGENCIA:** El periodo para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial descritas será de 15 meses y 1 semana a partir de la fecha de la notificación de inicio de dichas actividades.

Las acciones comprendidas en el Proyecto deberán comenzar en un plazo no mayor a **ciento veinte días naturales** contados a partir del día natural siguiente de la fecha de expedición de la presente Autorización. El Autorizado podrá solicitar a la Comisión una prórroga de hasta sesenta días naturales, con diez días hábiles de anticipación al vencimiento del plazo referido, justificando la inactividad, en términos del artículo 31 de las Disposiciones Administrativas.

VI. **MODIFICACIONES AL PROYECTO AUTORIZADO:** Cuando ocurran adecuaciones al Proyecto, el Autorizado deberá observar lo previsto en el artículo 34 de las Disposiciones Administrativas conforme a lo siguiente:

a) Deberá obtener la aprobación de la Comisión para la modificación de la Autorización, cuando ocurran adecuaciones al Proyecto originalmente Autorizado, por cualquier causa y que impliquen cambios mayores al 30% de la totalidad del Proyecto, en cualquiera de los siguientes rubros:

- i. Número de líneas 2D y su kilometraje.
- ii. Número de Pozos.
- iii. Tamaño del área (kilómetros cuadrados).
- iv. Tiempo de ejecución del Proyecto.

El Autorizado deberá presentar la solicitud de modificación con al menos **veinticinco días hábiles** anteriores a la fecha en que se ejecutarán dichas modificaciones.

b) Cuando las adecuaciones en los rubros mencionados en el inciso a) anterior, sean menores al 30% de la totalidad del Proyecto, el Autorizado deberá describir tales cambios, en el reporte de avance trimestral subsecuente a la fecha en que ocurra dicha adecuación.

c) Para el caso en que la adecuación propuesta altere los objetivos, alcances, tecnologías o modalidad de la Autorización, distintos a los previstos en el inciso a) anterior, se considerará un nuevo Proyecto y deberá presentar una nueva solicitud de Autorización de conformidad con lo dispuesto en los artículos 19 al 24 de las Disposiciones Administrativas.

Sin menoscabo de lo anterior, la Comisión o su representante podrá en todo momento realizar las acciones de supervisión necesarias para verificar el cumplimiento de la presente Autorización y de las Disposiciones Administrativas, de conformidad con el artículo 47 de las propias Disposiciones Administrativas.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

AUTORIZACIÓN ARES-PMX-MX-15-7N1/8775-22

VII. DERECHOS DERIVADOS DE LA AUTORIZACIÓN:

- a) Realizar las actividades que ampara la presente Autorización, en términos del Proyecto autorizado por la Comisión.
- b) Comercializar de forma exclusiva los resultados obtenidos de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, materia de la presente **Autorización por un periodo de 6 años**, conforme a lo previsto en el artículo 40, fracción II, inciso b), subinciso ii. de las Disposiciones Administrativas, *"Derecho al Aprovechamiento Comercial y la confidencialidad de la información resultado de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial"*.
- c) La garantía por parte de la Comisión, respecto de la confidencialidad de los datos obtenidos de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial autorizadas, en los términos de la presente Autorización, en tanto subsista el derecho exclusivo a su aprovechamiento comercial referido en el inciso anterior.
- d) La comercialización no exclusiva de los resultados obtenidos por las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo, una vez concluido el periodo de aprovechamiento comercial exclusivo de 6 años, previsto en el inciso b) de este numeral, informando de ello a la Comisión, a través del formato ARES-C.

VIII. **PROPIEDAD DE LA INFORMACIÓN:** Pertenece a la Nación la información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y en general, la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, realizadas por el Autorizado.

Dicha información será entregada a la Comisión y tratada por el Autorizado conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, Disposiciones Administrativas y demás normatividad aplicable.

IX. OBLIGACIONES DERIVADAS DE LA AUTORIZACIÓN:

- a) Cumplir con los Términos y Condiciones de la presente Autorización y las leyes, reglamentos, las Disposiciones Administrativas y demás normativa aplicable, emitida por la Comisión u otras autoridades competentes.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

AUTORIZACIÓN ARES-PMX-MX-15-7N1/8775-22

Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- b) Remitir a la Comisión la actualización del programa de entrega de datos procesados y/o interpretados, del área de estudio, así como del cronograma de trabajo, por lo menos con **cinco días** hábiles de anticipación al inicio de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.
- c) Establecer contacto con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (en adelante, CNIH) para definir los términos y condiciones del acceso y uso de la información en caso de que sea necesaria para el desarrollo del proyecto autorizado, así como cualquier otro que requiera para llevar a cabo las actividades conforme al plan de trabajo autorizado y dentro del plazo establecido.
- d) Abstenerse de comercializar la información originalmente adquirida del CNIH, como parte de los entregables, resultado de la presente Autorización.
- e) Iniciar las acciones comprendidas en el plan de trabajo en un plazo no mayor a **ciento veinte días naturales** contados a partir del día natural siguiente de la fecha de expedición de la presente Autorización.
- f) El área de trabajo deberá circunscribirse estrictamente al polígono establecido en la presente Autorización, dentro de la ZEE de México.
- g) Proporcionar sin costo alguno a la Comisión, lo siguiente:
 - 1) Notificación de inicio de actividades autorizadas cinco días hábiles previos al inicio de éstas.
 - 2) Los informes de las actividades realizadas en el trimestre inmediato anterior, dentro de los diez primeros días de cada mes posterior al trimestre reportado y hasta el término de las actividades autorizadas, conforme a los formatos establecidos por la Comisión.
 - 3) Dentro de los sesenta días hábiles posteriores a la conclusión del procesamiento y/o interpretación de datos y conforme a los formatos que la Comisión proporcione para tal efecto, el reporte final del reprocesamiento e interpretación de datos, en idioma español, al término del proyecto.
 - 4) La totalidad de los datos procesados e interpretados, en un plazo máximo de sesenta días hábiles después de concluidos los trabajos autorizados.
 - 5) La demás información para la realización de estudios, análisis y otros documentos, que permitan a la Comisión verificar el cumplimiento de sus actividades para el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, conforme a lo dispuesto en las Disposiciones Administrativas.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

AUTORIZACIÓN ARES-PMX-MX-15-7N1/8775-22

Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- 6) Cualquier otra información que establezca la Autorización o que requiera la Comisión conforme a lo dispuesto en las Disposiciones Administrativas.
- h) Cumplir con los términos de la regulación relativa al CNIH, así como la demás regulación que emita la Comisión y las demás autoridades competentes relacionadas con las actividades a realizar.
- i) Notificar a la Comisión la identidad y montos negociados con los clientes con los que celebren transacciones comerciales respecto de los datos e interpretaciones obtenidos de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, trimestralmente, de acuerdo con el año calendario, en los primeros diez días hábiles del mes posterior del trimestre reportado, mediante el Formulario ARES-C debidamente complementado y de acuerdo con el instructivo correspondiente, adjuntando copia de los instrumentos que documenten las transacciones comerciales realizadas.
- j) Asegurarse de que las empresas especializadas que realicen actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial por cuenta del Autorizado se encuentren inscritas en el Padrón ARES en términos del artículo 7 de las Disposiciones Administrativas.
- k) Abstenerse de entregar datos, reprocesamientos e interpretaciones, y en general cualquier información resultado de las actividades autorizadas a terceros, en tanto no hayan sido entregados previamente a la Comisión, de conformidad con la normatividad aplicable en la materia.
- l) Abstenerse de publicar, entregar o allegarse de información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y, en general, la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, por medios distintos a los contemplados en la Ley de Hidrocarburos y a las Disposiciones Administrativas, o sin contar con el consentimiento previo y por escrito de la Comisión.
- m) Conservar una copia de los datos reprocesados y/o interpretados en materia de la presente Autorización y que hubieren sido entregados a la Comisión. Lo anterior, sin costo alguno para ésta y manteniendo su integridad y disponibilidad, durante el periodo de aprovechamiento comercial exclusivo de 6 años.
- n) Abstenerse de ceder, traspasar o enajenar los derechos derivados de la presente Autorización sin el consentimiento previo de la Comisión, y conforme a lo previsto en el artículo 25 de las Disposiciones Administrativas.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

AUTORIZACIÓN ARES-PMX-MX-15-7N1/8775-22

Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- o) Observar las disposiciones legales en materia laboral, fiscal, de seguridad industrial, medio ambiente, transparencia y demás que resulten aplicables.
- p) Pagar las contribuciones y aprovechamientos que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público haya autorizado o autorice, bajo cualquier concepto, relacionados con el aprovechamiento comercial de la información, obtenida como resultado de la presente Autorización, así como cualquier otra contribución o aprovechamiento que establezca la autoridad competente y en general, pagar las contribuciones y aprovechamientos en los términos de la legislación fiscal correspondiente.
- q) Ser residente en México para efectos fiscales o, en caso de que se trate de residentes en el extranjero, contar con un establecimiento permanente en el país, de conformidad con las leyes en la materia y los tratados internacionales de los que México sea parte y que dichas transacciones las lleve a cabo en el citado establecimiento. Lo anterior, en términos del artículo 43 de las Disposiciones Administrativas.
- r) Cumplir en tiempo y forma con las solicitudes de información y reportes que requieran la Comisión y demás autoridades competentes, en el ámbito de sus respectivas facultades, en materia de actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.
- s) Permitir a la Comisión y demás autoridades competentes el acceso a las bases de datos, documentación y sistemas que resguarden la información derivada de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.
- t) Comparecer mediante su representante legal a las reuniones de trabajo que convoque la Comisión.
- u) Permitir el acceso y dar las facilidades al personal de la Comisión o a quien ésta designe al efecto, para que realicen acciones de verificación y supervisión del cumplimiento de las Disposiciones Administrativas.
- v) Dar seguimiento a los avisos y notificaciones que se realicen, a través de la página de internet de la Comisión y mediante los medios autorizados para las comunicaciones oficiales.
- w) Queda bajo la exclusiva responsabilidad del Autorizado la dirección, coordinación y supervisión del proyecto, por lo que dichas gestiones no podrán recaer en ningún tercero.
- x) Las demás que conforme a las disposiciones aplicables correspondan al Autorizado.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

- X. **TERMINACIÓN DE LA AUTORIZACIÓN:** La Autorización terminará por cualquiera de las causales que se establecen en los artículos 38 de la Ley de Hidrocarburos y 48 de las Disposiciones Administrativas.

El procedimiento de terminación se registrará por las disposiciones legales que resulten aplicables.

- XI. **CADUCIDAD:** La presente Autorización caducará en términos de las causales previstas para tal efecto en los artículos 39 de la Ley de Hidrocarburos y 49 de las Disposiciones Administrativas.

El procedimiento de caducidad se registrará por las disposiciones legales que resulten aplicables.

- XII. **REVOCACIÓN DE LA AUTORIZACIÓN:** La Comisión podrá revocar la presente Autorización cuando se presente alguna de las causales previstas en los artículos 40 de la Ley de Hidrocarburos, 50 de las Disposiciones Administrativas y demás disposiciones aplicables.

El procedimiento de revocación se registrará por las disposiciones legales que resulten aplicables.

- XIII. **DOMICILIO:** El domicilio del Autorizado relacionado con la presente Autorización es el señalado en la documentación remitida en el Formato ARES-A y que se encuentra descrito en el Padrón.

En adición a la Oficialía de Partes Automatizada (OPA), la dirección electrónica para recibir notificaciones relacionadas con la presente Autorización es la señalada por el Autorizado en el Formato ARES-B:

- **humberto.salazar@pemex.com**

Por lo que cualquier notificación realizada a través de estos correos electrónicos se tendrá por debidamente notificada.

Cualquier modificación a la dirección electrónica antes señalada, el Autorizado deberá hacerla del conocimiento de la Comisión por escrito previo a que se realice el cambio respectivo.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

AUTORIZACIÓN ARES-PMX-MX-15-7N1/8775-22

Comisión Nacional de
Hidrocarburos

XIV. **SANCIONES:** El incumplimiento a lo establecido en la presente Autorización y en las Disposiciones Administrativas, será sancionado en términos de las disposiciones aplicables.

Firma de los servidores públicos encargados del análisis de la Solicitud de la que se deriva la presente Autorización, con fundamento en los artículos 20, fracción XVI y 32, fracción I, inciso b), del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Ing. Ricardo Basurto Ortiz
Director General de Autorizaciones de
Exploración

Ing. David González Lozano
Titular de la Unidad Técnica de Exploración
y su Supervisión