



Dictamen Técnico
Plan de Exploración
Contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018
Julio 2019



The logo for the Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) is centered, consisting of the letters 'CNH' in a white box above the full name. Several blue ink signatures are written over the logo and the text below it.

Contenido

I.1. Datos del Contratista.....	1
I.2. Datos del Contrato.....	1
I.3. Datos del Área Contractual.....	2
II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación del Plan.....	3
III. Criterios de evaluación utilizados y aplicados en el dictamen técnico.....	4
III.1. Antecedentes Exploratorios.....	5
III.2. Plan de Exploración.....	14
III.2.1 Adquisición, procesado y reprocesado de información sísmica.....	17
III.2.2 Estudios exploratorios.....	19
III.2.2 Perforación de prospectos exploratorios.....	20
III.3 Metas físicas e inversiones del Plan de Exploración.....	23
III.4 Programa Mínimo de Trabajo.....	25
III.5 Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto.....	27
III.6 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles reservas a incorporar.....	28
III.7 Análisis de inversiones.....	28
IV. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa y métricas de evaluación del Plan de Exploración.....	31
V. Programa de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional, programa de transferencia de tecnología y Sistema de Administración.....	31
VI. Términos en los que es aprobado el Plan de Exploración.....	32
VI.1 Consideraciones.....	32
VI.1.1 Cumplimiento del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos.....	35
VI.1.2 Cumplimiento del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.....	36
VI.1.3 Cumplimiento del artículo 8, fracción I de los Lineamientos.....	37
VI.2 Dictamen Técnico.....	39

I. Datos generales del Contratista, así como términos y condiciones del Contrato

El presente dictamen se refiere al Plan de Exploración (en adelante, Plan) del Contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018 (en adelante, Contrato), sometido para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) por Pemex Exploración y Producción (en adelante, Contratista) en cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, mediante oficio PEP-DE-SAO-GOA-694-2018, recibido en esta Comisión el 30 de octubre de 2018.

El Plan para el Período Inicial de Exploración, tendrá una duración de hasta 4 años a partir su aprobación, considera como objetivo la evaluación del potencial petrolero del Play Neógeno, mediante la compra de sísmica 2D, la reprocesamiento de sísmica 2D y 3D WAz y la Adquisición y procesamiento de sísmica 3D NAz, estudios exploratorios y la perforación de 1 pozo exploratorio. En la estrategia exploratoria que incluye Escenarios A y B cuyas actividades a realizar cumplen con el Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT) y el Incremento al Programa Mínimo (en adelante, IPM).

I.1. Datos del Contratista

El Contratista es Pemex Exploración y Producción, con personalidad jurídica de conformidad con las leyes mexicanas.

[REDACTED]

1

I.2. Datos del Contrato

El Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia en Aguas Profundas, fue suscrito el 7 de mayo de 2018 (en adelante, Fecha Efectiva).

La vigencia del Contrato es de 35 años a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que, por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de la vigencia del Contrato, incluyendo, sin limitar, las relativas al abandono y a la indemnización, de conformidad a la cláusula 3.1 del citado Contrato.

El Período Inicial de Exploración tendrá una duración de hasta 4 Años a partir de la aprobación del Plan de Exploración, durante el cual el Contratista estará obligado a concluir, al menos el PMT y el IPM. Las unidades de Trabajo comprometidas son 6,100 Unidades de Trabajo (en adelante, UT) PMT y 48,700 UT adicionales comprometidas como el IPM,

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

quedando como compromiso total 54,800 UT a ejercer. Lo anterior en cumplimiento a la Cláusula 4.2 y Anexo 5 del Contrato.

1.3. Datos del Área Contractual

El área asociada al Contrato (en adelante, Área Contractual), se encuentra en aguas profundas del Golfo de México, dentro de la provincia geológica Cordilleras Mexicanas, en la provincia petrolera Golfo de México Profundo, aproximadamente a 76 km al NE del Puerto de Veracruz, se ubica frente al litoral del estado de Veracruz (figura 1). Cubre una superficie aproximada de 2,917.088 km², con tirantes de agua entre 1,900 y 2,600 m. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 1.

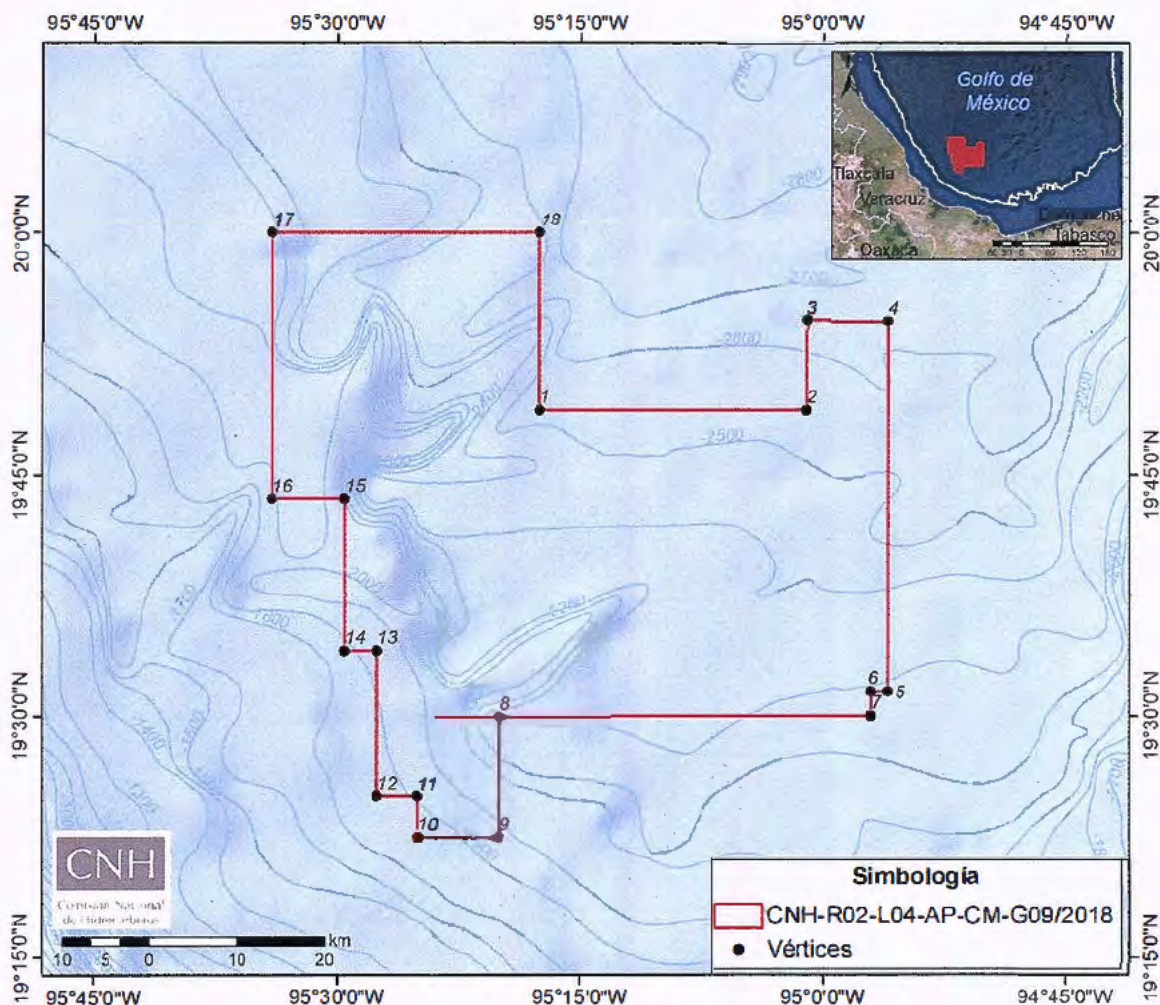


Figura 1. Polígono del Área Contractual.

Handwritten signatures and marks in blue ink, including a large signature and several initials.

Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
1	95° 17' 30"	19° 49' 00"
2	95° 01' 00"	19° 49' 00"
3	95° 01' 00"	19° 54' 30"
4	94° 56' 00"	19° 54' 30"
5	94° 56' 00"	19° 31' 30"
6	94° 57' 00"	19° 31' 30"
7	94° 57' 00"	19° 30' 00"
8	95° 20' 00"	19° 30' 00"
9	95° 20' 00"	19° 22' 30"
10	95° 25' 00"	19° 22' 30"
11	95° 25' 00"	19° 25' 00"
12	95° 27' 30"	19° 25' 00"
13	95° 27' 30"	19° 34' 00"
14	95° 29' 30"	19° 34' 00"
15	95° 29' 30"	19° 43' 30"
16	95° 34' 00"	19° 43' 30"
17	95° 34' 00"	20° 0' 00"
18	95° 17' 30"	20° 0' 00"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual

Las actividades amparadas en el Contrato pueden realizarse en todas las formaciones geológicas, es decir, no presenta restricción de profundidad.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación del Plan

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Plan de Exploración, involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE), la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante, DGPEE) y la Dirección General de Seguimiento de Contratos de la Comisión, ambas de la Comisión. Además, la Secretaría de Economía llevó a cabo la evaluación del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional y del programa de capacitación y transferencia de tecnología, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictaminación y resolución respecto al Plan de Exploración presentado por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.068/2018 de la DGDE de la Comisión.

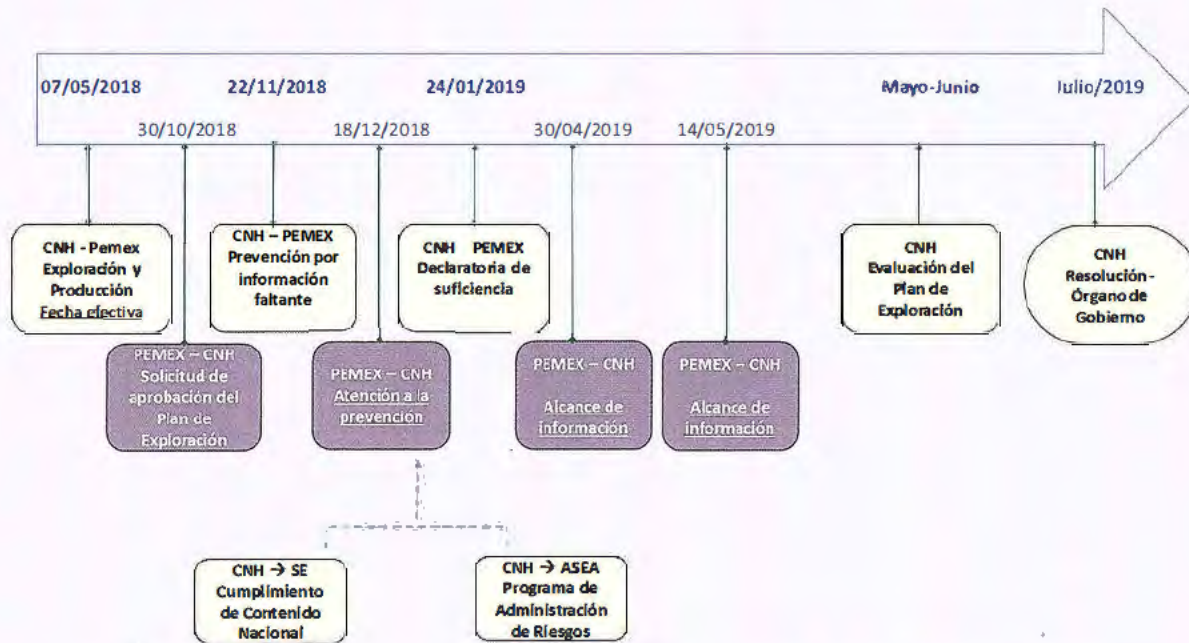


Figura 2. Proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución del Plan de Exploración.

III. Criterios de evaluación utilizados y aplicados en el dictamen técnico

Se verificó que las actividades propuestas por el Contratista cumplieran con lo establecido en el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos respecto a la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación de Reservas y la delimitación del área sujeta al Contrato.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones", vigentes a la fecha de presentación de la solicitud (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos al Plan de Exploración, considerando también las características geológico-petroleras, así como el grado de avance de las actividades de Exploración necesarias y esperadas en el Área Contractual. Al respecto, se advierte que

las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Exploración, el cual fue presentado en el plazo previsto y en atención a los elementos establecidos en la Cláusula 4.1 del Contrato y los artículos 15 y 16 de los Lineamientos, cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, III, IV y VI, 8, fracción I, incisos a), b), c), d) y e), y el Anexo I de los Lineamientos.

Adicionalmente, la Comisión para el ejercicio de sus funciones consideró lo establecido en los artículos 44, fracción I, 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y las Cláusulas 4.1 y 4.2 del Contrato como las bases que deben contener los proyectos.

Cabe señalar que el 12 de abril de 2019, fueron publicados en el DOF los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. No obstante, el tercero transitorio de dicho ordenamiento indica que los trámites de aprobación y modificación de Planes iniciados ante la Comisión con anterioridad a su entrada en vigor se substanciarán conforme a los lineamientos vigentes al inicio del trámite respectivo.

III.1. Antecedentes Exploratorios

El Contratista reporta que dentro del Área Contractual la actividad exploratoria inició en 2006, que incluye la adquisición y procesamiento de información sísmica, así como estudios exploratorios por PEMEX Exploración y Producción (en adelante, PEP), lo anterior con el objetivo de establecer un contexto geológico regional que permitiera la correcta evaluación del potencial petrolero. Cabe destacar que, considerando la información resultante de las actividades en comento el Contratista contaba con elementos técnicos que le permitieron definir y conceptualizar el sistema petrolero, marco estructural, estratigráfico y sedimentológico aplicable al Área Contractual con el fin de proponer una posible cartera inicial de prospectos que considero plays establecidos dentro de la cuenca.

En el Área Contractual no se han perforado pozos exploratorios. Los primeros levantamientos de sísmica 2D corresponden al estudio REGS Regional Sur 2D. Para el año 2008, se realizaron los primeros estudios de sísmica tridimensional Anegada-Labay con una cobertura de 1,400 km²; en el 2011, se llevó a cabo el estudio sísmico 3D Yoka Butub con una cobertura de 52 km². En este mismo año se realizaron los estudios electromagnéticos Kunah y Naajal y para el 2012 se ejecutaron los estudios Tumtah, Kajkunaj, Hem, Pupuyu, Atal y Mapuli. (Figura 3).

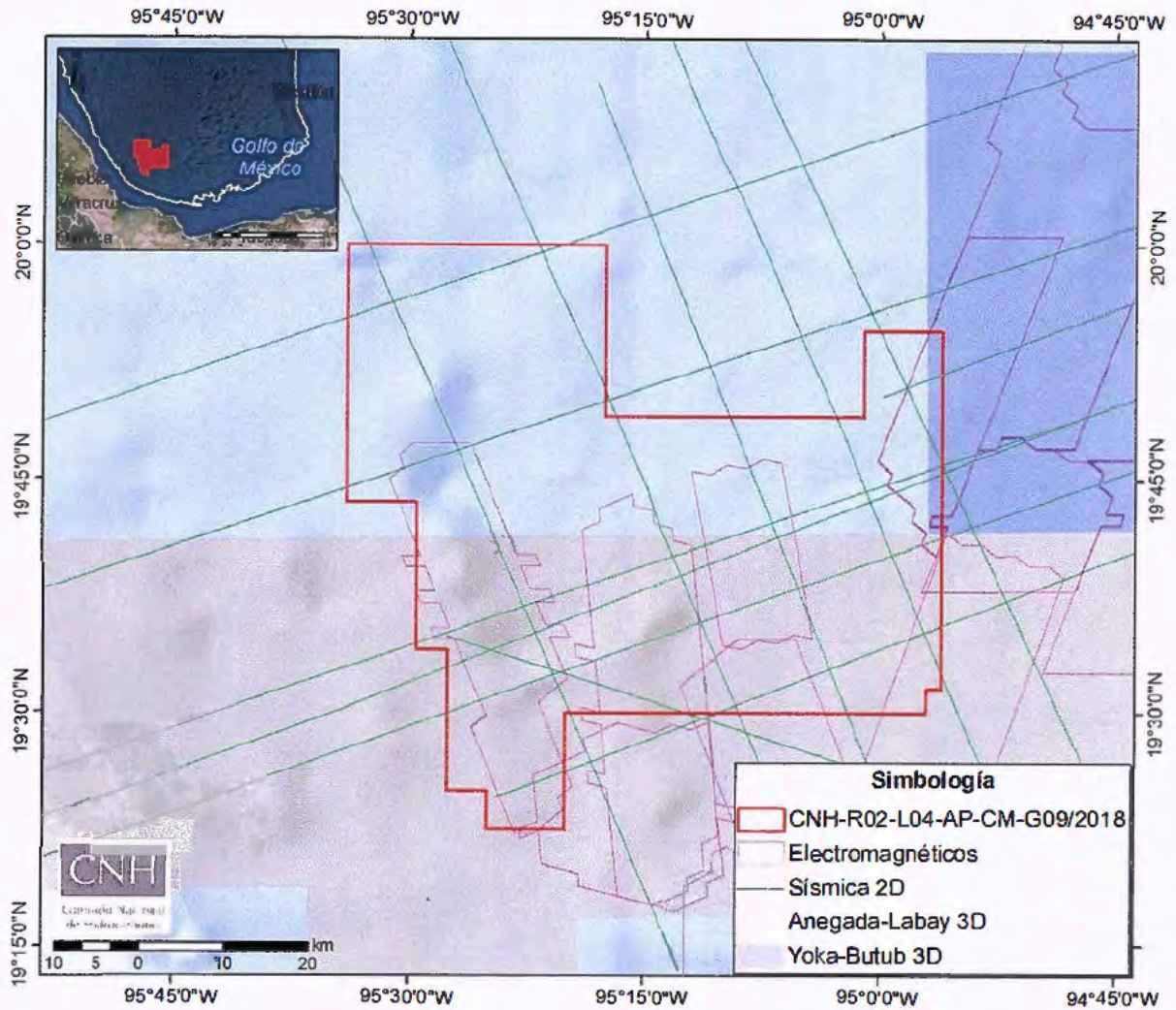


Figura 3. Cubrimiento de los estudios sísmicos existentes en el área Contractual.

Adicionalmente, el Contratista ha realizado diversos estudios exploratorios los cuales se muestran en la tabla 2 y en la figura 4 en donde se observa la cobertura en el Área Contractual.

DRP

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Tipos de Estudios		Resumen de Resultados
Estudios Exploratorios	Identificación y Selección de prospectos Anegada-Labay Pupuyu-1 (2008)	<ul style="list-style-type: none"> • Determinación de la trampa, la cual es de tipo combinada con cierre en tres direcciones y uno contra falla. • La Roca almacén, corresponde a areniscas depositadas en complejos de canales submarinos; mediante un estudio de plays con la metodología de Play Fairway, se realizó la extracción de atributos sísmicos, amplitud RMS y coherencia. • Análisis de la roca generadora, a partir de un modelo numérico calibrado el cual describe la geometría y evolución de la roca generadora, también se consideraron emanaciones de hidrocarburos en muestreo del fondo marino, para determinar el tipo de hidrocarburo esperado. • El Análisis del sello se realizó mediante elaboración de mapas de isopacas y análisis de la capacidad del sello mecánico tomando en cuenta los datos de pozos cercanos. • Se realizó la Evaluación de riesgo de los elementos y procesos del sistema petrolero, así como evaluación volumétrica preliminar.
	Identificación y Selección de prospectos Anegada Labay Atal 1 (2008)	<ul style="list-style-type: none"> • Se determinó una trampa combinada con cierre en tres direcciones y uno contra falla. • El Análisis de Roca almacén, corresponde a areniscas depositadas en complejos de canales submarinos, mediante un estudio de plays con la metodología de Play Fairway, se realizó la extracción de atributos sísmicos, amplitud RMS y coherencia. • Análisis de la roca generadora, a partir de un modelo numérico calibrado el cual describe la geometría y evolución de la roca generadora, también se consideraron emanaciones de hidrocarburos en muestreo del fondo marino, para determinar el tipo de hidrocarburo esperado. • Se realizó el Análisis del sello mediante elaboración de mapas de isopacas y análisis de la capacidad del sello mecánico tomando en cuenta los datos de pozos cercanos. • Evaluación de riesgo de los elementos y procesos del sistema petrolero, así como evaluación volumétrica preliminar.
	Identificación y Selección de prospectos Anegada	<ul style="list-style-type: none"> • Determinación de la trampa combinada con cierre en tres direcciones y uno contra falla, mediante interpretación sísmica y generación de mapas estructurales y conversión a profundidad.

DRP

R

EP

<p>Labay Atal 1 Actualización (2011)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de Roca almacén, corresponde a areniscas depositadas en complejos de canales submarinos, apoyados en un estudio de plays, así como la extracción de atributos sísmicos, amplitud RMS, coherencia, y descomposición espectral. • Análisis de la roca generadora, a partir de un modelo numérico calibrado, para determinar el tipo de hidrocarburo esperado. • Análisis del sello mediante elaboración de mapas de isopacas y análisis de la capacidad del sello mecánico tomando en cuenta los datos de pozos cercanos. • Método sísmico cuantitativo AVO basado en el comportamiento de las amplitudes con respecto a los offsets y su calibración con los pozos perforados. • Evaluación de riesgo de los elementos y procesos del sistema petrolero, así como evaluación volumétrica preliminar.
<p>Interpretación regional del Jurásico superior Tithoniano (2014)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En aguas profundas comprende las áreas de Holok y Han, así como las áreas cubiertas con sísmica 2D regional de la Planicie Abisal del Golfo. En ellas se realizó o actualizó la interpretación sísmica estructural de la cima y base del Jurásico Tithoniano y se obtuvo el espesor de esta capa. • Se observó que el espesor del Jurásico superior Tithoniano tiene variaciones que obedecen a su distribución paleogeográfica y al tipo de basamento sobre el que se encuentra. Es más amplio y homogéneo al oeste y norte cuando está sobre corteza oceánica; es de espesor variable en la zona con sal sobre corteza transicional y tiene presencia local o inclusive está ausente si está sobre corteza continental. • La construcción de un modelo geológico interregional de la principal roca generadora del Golfo de México permite caracterizar y jerarquizar las áreas de mayor interés, para integrarlas a los plays y al modelado de los sistemas petroleros. De esta forma el estudio contribuye a evaluar los recursos prospectivos en esta importante provincia petrolera de México.
<p>Estudio de identificación y evaluación de sistemas petroleros Holok Oriente (2015)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se actualizaron los modelos estructurales, estratigráfico y de velocidad regional del área Holok Oriente. • Se identifica la presencia de roca almacén en el Paleógeno, particularmente en Eoceno medio e inferior.

	<ul style="list-style-type: none"> • Las áreas de aporte regional indican que la roca almacén en el área de Holok Oriente, tiene un fuerte componente cuarzo-feldespático y hacia el oeste alguna influencia carbonatada. • La tendencia de la porosidad con la profundidad de los datos de núcleos local y regional, indican que las rocas del Eoceno inferior y medio se encuentran a una profundidad de sepultamiento que permite tener condiciones adecuadas para el flujo de hidrocarburos, en el área de Yoka Ixic. • Se identificaron tres fases de deformación: Mesozoico, Paleógeno y Neógeno. La primera asociada a la conformación del basamento, la última a la tectónica salina y la segunda con influencia de ambas. • La estructuración temprana en Mesozoico y Paleógeno alientan la búsqueda de hidrocarburos líquidos en trampas de esta edad, ya que las muestras recuperadas en los yacimientos del Neógeno indican que provienen de un craqueo secundario de trampas preexistentes. • Con los criterios anteriores se identificó el área de Yoka-Ixic en el Eoceno medio e inferior, como la de mejor potencial para contener hidrocarburos. • Se identificaron 13 oportunidades exploratorias en la columna del Paleógeno del área Holok Oriente, de las cuales se realizó una estimación volumétrica a 5 de ellas con un volumen prospectivo de 2928 MMBPCE, en la media sin riesgo. • Se identifica como riesgo principal la calidad de la roca almacén en Eoceno, donde no se tienen pozos cercanos que permitan su calibración. • El carácter de las trampas es combinado con un fuerte componente estratigráfico por el bajo relieve de las estructuras. • Con el presente estudio se contribuye a evaluar el Potencial Petrolero en Aguas Profundas del sur del Golfo de México, donde los plays del Paleógeno son hipotéticos. • El modelado geológico geoquímico continua en elaboración, conformando la segunda parte de este estudio.
<p>Estudio interregional "Tectónica Salina y sus implicaciones en la exploración"</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se obtuvo un mejor entendimiento de la evolución estructural de las Provincias Salinas del Golfo Norte y Sur, aplicando los conceptos de tectónica salina en secciones regionales. • Se dividieron en 4 subprovincias a la Provincia salina golfo norte (PSGN) y Provincia salina golfo sur (PSGS)

<p>Petrolera” (2009)</p>	<p>con base en su morfología de las principales estructuras salinas. Lo cual llevó a definir en 7 sectores estructurales la PSGN y 15 sectores estructurales en la PSGS.</p> <ul style="list-style-type: none"> • En la PSGN se confirmaron 4 eventos de deformación principales y se establecieron sus relaciones en tiempo y espacio: D0 N Jurásico Medio, D1 N Jurásico Tardío Paleoceno Tardío, D2 N Eoceno, y D3-N Oligoceno Temprano Reciente (dividido en 4 sistemas ligados). El evento de deformación más importante en la PSGN corresponde al Evento D3 N del Oligoceno Temprano Reciente, el cual dio origen a la mayoría de las posibles trampas estructurales. • En la PSGS se confirmaron 5 eventos principales de deformación y se establecieron sus relaciones en tiempo y espacio: D0 S: Cuenca rift del Jurásico Medio, D1 S: Sistema Ligado Jurásico Tardío-Cretácico, D2-S: Contracción del Eoceno Mioceno Temprano, D3 S: Contracción del Mioceno Medio Reciente, Evento D4-S: del Mioceno Tardío Reciente, dividido en: Sistema Ligado Mioceno Tardío-Plioceno y en Sistema Ligado Plioceno Reciente. El evento más importante en la PSGS corresponde al Evento D3-S del Mioceno Medio, formando los principales campos productores • El entendimiento de los resultados del estudio regional reafirma que el potencial de nuevos yacimientos puede ubicarse en zonas (frontera y conocidas) con influencia de tectónica salina. • La presencia de sal tiene gran implicación en todos los elementos y procesos del sistema petrolero. • La caracterización estructural y documentación de los sectores realizada, permite tener una visión regional que puede apoyar a diseñar una estrategia exploratoria a mediano y largo plazo.
<p>Play Cretácico (2010)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En el presente estudio se propone la presencia de un modelo de distribución de las facies sedimentarias que proporcione indicios de la posible presencia de la roca almacén y sus características físicas y sedimentológicas. • La tectónica salina ha jugado un papel importante en la distribución de las diferentes facies detectadas en los Plays estudiados para el nivel stratigráfico de Cretácico, entre los que se destacan: Facies de Brechas de Talud, Facies de Flujos Turbidíticos de

	<p>piso de cuenca, Facies de Lentas Brechoides Halocinéticas y Facies de Flujo de Escombros.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El valor estratégico de este estudio es la identificación de oportunidades exploratorias y los resultados nos permiten reducir la incertidumbre de la roca almacén, acotar mejor el riesgo de los elementos del Sistema Petrolero y contar con una evaluación del recurso prospectivo de forma más confiable.
<p>Analisis y evaluación de Plays Yoka Butub-Ixic (2012)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • El presente estudio representa la complejidad del área afectada por la Tectónica Salina. • La calidad de las rocas almacenadoras en el área está asociada con facies de rampa media a externa, en la cual se depositan rocas carbonatadas arcillosas, facies de alta energía en el Jurásico y facies de lentas de brechas halocinéticas durante el Cretácico se ven afectadas por el fracturamiento y pueden favorecer las condiciones para que haya acumulación de hidrocarburos. • En los niveles Terciarios se tiene la misma complejidad tectónica, pero las facies de roca almacén están más relacionadas a depósitos de sistemas turbidíticos de ambientes de talud y cuenca, tanto a nivel Paleógeno como en el Neógeno. • El modelado del sistema petrolero pronostica la presencia en el área de estudio de hidrocarburos gaseosos y condensados hacia la parte occidental variando lateralmente hacia el oriente con hidrocarburos ligeros medios y pesados, con una sincronía favorable. • El valor estratégico es la identificación de oportunidades exploratorias y los resultados nos permiten reducir la incertidumbre de la roca almacén, acotar mejor el riesgo de los elementos del Sistema Petrolero y contar con una evaluación del recurso prospectivo de manera más confiable. • Los mapas de plays de los diferentes niveles estratigráficos que se obtuvieron retroalimentan la información para los estudios de modelado geológico-geoquímico del área. • Este estudio constituye la herramienta principal para predecir la distribución y probable calidad de la roca almacén.

ADP

JP

Y
 /
 etc

<p>Análisis y evaluación de los sistemas petroleros Holok-Anegada Labay (2010)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Los análisis isotópicos indican un origen térmico con aporte biogénico y afinidad del Jurásico Superior Tithoniano para todos los hidrocarburos, gases y condensados, recuperados en los pozos exploratorios de esta área. • La alta evolución térmica de los gases de las áreas Holok Occidental y Anegada Labay indica que proceden del craqueo secundario de hidrocarburos almacenados (o dispersos) en formaciones más profundas. • El modelado indica que la madurez de las rocas generadoras del Tithoniano se encuentra actualmente en etapa metagenética y no presentan más potencial de generación de hidrocarburos. • La generación y expulsión de hidrocarburos migran en espacio y tiempo, iniciando en la porción más Occidental del cubo Anegada Labay y terminando en la porción Suroriental de la parte Occidental del cubo Holok. Estas etapas ocurrieron en un periodo que va de 65Ma a 11.2Ma. • La jerarquización de áreas está fuertemente relacionada con la sincronía de los eventos de los Sistemas Petroleros, encontrando que actualmente la porción Oriental del área de estudio cuenta con mayor presencia de hidrocarburos que la porción Occidental, lo cual a su vez está relacionado con el hecho de que hacia la porción Oriental la generación y expulsión de hidrocarburos ocurrió en etapas más recientes que en la porción Occidental. Los resultados del modelado muestran también que, considerando los intervalos terciarios que pueden contener mayores volúmenes de hidrocarburos, estos se jerarquizarían en el siguiente orden: Oligoceno Superior, Mioceno Inferior, Eoceno Medio, Mioceno Medio y Mioceno Superior.
<p>Informe final de sistema petroleros modelado Bukul 3D (2008)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Con base a los resultados volumétricos y con los criterios tomados en cuenta para el modelado se aplicó una normalización con respecto al área en Km² de los volúmenes calculados en la P50 en cada una de las zonas: Chuktah, Nox Hux, Temoa y Lakach a este parámetro se le denominó Índice de Riqueza Areal; esto dio como resultado una propuesta de apoyo en la estrategia exploratoria en aguas profundas; esta propuesta se basa en el volumen de hidrocarburos generados, considerando las diferentes y posibles condiciones de la roca generadora como son áreas de drene, tipo de



	<p>trampas dentro de cada sector y una componente de migración vertical y de corta distancia no mayor a 10 Km.</p>
<p>Modelado sistemas petroleros y análisis de plays aguas profundas de Golfo de México bloques Han Sur-Yoka Ixic (2012)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La madurez de las rocas generadoras pasa de inmadura en la parte Este de Han y Temoa hasta sobre madura en la parte Oeste de Yoka y Han. • La carga del Cretácico, así como la calidad de los hidrocarburos, depende directamente del nivel de madurez de la roca generadora Tithoniano. Riesgo importante sobre la distribución de facies almacén. El riesgo sobre la migración/sincronía es el más bajo de todo los plays analizados y está relacionado al timing de expulsión del Tithoniano. Hay un riesgo mayor en las partes de la cuenca que no han alcanzado el pico de expulsión (parte Este de Han y Temoa). La carga en sitio en la zona de estudio es de 63,000 MMBoe, a condiciones de superficie, sin factor de recuperación. • En los plays del Terciario, donde se estiman facies de abanicos distales, se acumulan principalmente hidrocarburos extra ligeros, condensados y gas (API > 38, RGA >300 m3/m3). El riesgo sobre la migración/sincronía es elevado, debido a las rutas de migración analizadas. Este riesgo aumenta por los plays más someros. Cabe notar que el Eoceno presenta los mejores volúmenes en sitio en el Terciario (16,000 MMboe). La adición de carga pronosticada en los plays Miocenos es del orden de 7,500 MMBoe. • La carga es más eficiente en las estructuras con un área de drenaje más grande. Por eso, hay un potencial mejor en el bloque Yoka que en el bloque Han. • El sistema de carga hacia el Terciario no parece ser eficiente en las zonas de baja madurez (provincias de aceite pesado). • Se estima una zona con una mejor probabilidad de acumulación hacia los plays Terciarios y Mesozoicos. • Las implicaciones para la estrategia exploratoria son en el área de Yoka-Ixic son: La zona Oeste de la subcuenca salina presenta condiciones relativamente favorables para la presencia de acumulaciones (presencia posible de niveles arenosos en el Paleógeno, acumulaciones sugeridas por el modelo y por emanaciones del fondo marino).

	<ul style="list-style-type: none"> • En el área de Temoa Han Sur son: La zona de Temoa Han Sur presenta localmente oportunidades con alta posibilidad de carga de aceite liviano a gas, aunque se tienen dudas acerca de la presencia de niveles almacén en el Terciario. El tamaño de las trampas y zona de drene es regular. • En las zonas de baja madurez de las rocas generadoras JST y KM (zona de generación de aceite pesado), el Terciario presenta un alto riesgo de carga por la ineficiencia de migración, mientras que el Mesozoico presenta un mejor potencial.
--	---

Tabla 2. Resumen de actividades exploratorias realizadas dentro del Área Contractual.

El Contratista presentó la información correspondiente dentro de los apartados II.5. *Inventario de información exploratoria inicial*, II.5.1. Evaluación del Potencial Petrolero y II.5.2 *Inventario de información exploratoria estudios asociados al pozo*.

III.2. Plan de Exploración

El Plan de Exploración está orientado a incorporar reservas de hidrocarburos en el play Neógeno a nivel Mioceno, mediante la realización de estudios geológicos-geofísicos y la perforación de un pozo exploratorio.

Para el desarrollo de las actividades el Contratista ha manejado dos posibles Escenarios Operativos los cuales denominó A y B. los cuales tienen como objetivo la compra de información sísmica 2D, reprocesamiento de información sísmica 2D, sísmica 3D WAz, estudios de interpretación sísmica y estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos (evaluación de recursos prospectivos) y la perforación de 1 pozo. Adicionalmente, para los dos escenarios se considera la realización de los estudios de la Línea Base Ambiental (LBA) y la Evaluación de Impacto Social (EVIS). A continuación, se describen los Escenarios Operativos:

El Escenario A contempla la adquisición y procesado de 900 km de sísmica 2D, compra del reprocesado de 1,800 km de sísmica 2D, la compra de Adquisición y procesado de 230 km² de sísmica 3D, la compra del reprocesamiento de 230 km² de sísmica 3D WAz, un estudio de interpretación sísmica; así como dos estudios de evaluación de recursos prospectivos (identificación, evaluación y selección de prospectos) y la perforación del pozo exploratorio Lapanit-1 con objetivos en el play Neógeno y su correspondiente toma de información, se consideran los

estudios de la Línea base ambiental (LBA) y la evaluación de impacto social (EVIS). En caso de que los resultados del estudio de identificación evaluación y selección de prospecto no sean favorables el Contratista optará por el Escenario B.

El Escenario B contempla la compra de 900 km de sísmica 2D, la compra de 1,800 km de reprocesamiento de sísmica 2D, la adquisición y procesado de 230 km² de sísmica 3D WAZ, la compra del reprocesamiento de 230 km² de sísmica 3D WAZ, la adquisición y procesamiento de 655 km² de información electromagnética, la adquisición y procesamiento de 1200 km² de información sísmica 3D, dos estudios de interpretación sísmica; así como dos estudios de evaluación de recursos prospectivos (identificación, evaluación y selección de prospectos) y la perforación del pozo exploratorio Tsinka-1 con objetivos en el play Neógeno y su correspondiente toma de información, se consideran los estudios de la Línea base ambiental (LBA) y la evaluación de impacto social (EVIS).

Las actividades propuestas por el Contratista consideran el cumplimiento de las fracciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como de los artículos 7, fracciones I, III, IV y VI, y 8 fracción I, incisos a), b), c), d) y e) de los Lineamientos.

En términos generales, se advierte que el conjunto de actividades presenta una secuencia lógica dentro del proceso exploratorio, de acuerdo con las Mejores Prácticas de la Industria, específicamente en las etapas de la evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas de hidrocarburos. Lo cual se identifica acorde con las etapas de la cadena de valor a la que hace referencia el artículo 15, fracciones I y II de los Lineamientos.

El análisis del Plan se abordó agrupando las actividades para conceptualizar e identificar el flujo de trabajo propuesto por el Contratista, en relación con los alcances y objetivos, resultando 3 rubros principales:

1. Adquisición y procesado de información sísmica 3D WAZ y NAZ
2. Estudios exploratorios
3. Perforación de prospectos exploratorios

El cronograma de actividades (Figura 5) ilustra las actividades programadas en donde se identifica que éstas presentan una secuencia lógica y son acordes a los objetivos del Plan de Exploración.

Handwritten blue ink signatures and initials. On the left, there is a signature that appears to be 'DOR'. In the center, there is a signature that appears to be 'JL'. On the right, there is a signature that appears to be 'P' and some other initials.

Sub-actividad petrolera	Tarea	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Geofísica	Compra Adquisición y procesado de sísmica 2D 900 km						
	Compra de reprocesamiento de sísmica 2D 1,800 km						
	Compra de adquisición y procesado de sísmica 3D WAz 230 km²						
	Compra de reprocesamiento de sísmica 3D WAz 230 km²						
	Adquisición y procesado de sísmica 3D Naz 1,200 km²						
	Métodos potenciales Adquisición y procesamiento de información electromagnética 655 km²						
Geología	Estudios geológicos regionales (Interpretación sísmica)						
	Estudios geológicos de detalle (Evaluación de Recursos Prospectivos)						
Perforación de pozos	Preparativos y servicios de soporte Lapanit 1						
	Prospecto Lapanit 1						
	Preparativos y servicios de soporte Tsinka 1						
	Prospecto Tsinka 1						
Seguridad Salud y medio	Estudio de línea base ambiental						

Escenario A

Escenario B

Figura 5. Cronograma de actividades del Plan de Exploración.

Respecto a la planeación de las actividades exploratorias, esta Comisión observa que mediante la ejecución del total de las actividades el Contratista podría alcanzar el objetivo planteado, es decir, a través de la consolidación de una cartera de prospectos exploratorios jerarquizados para el Área Contractual, y la perforación de 1 prospecto exploratorio que permita incrementar el valor estratégico del Área Contractual a través de nuevo conocimiento del subsuelo y, en su caso, comprobar la existencia de Hidrocarburos durante el Periodo Inicial de Exploración.

Asimismo, las Actividades Petroleras contempladas en el Plan, que consisten en la compra de información sísmica 2D, reprocesamiento de información sísmica 2D, sísmica 3D WAz, estudios de interpretación sísmica y estudios de identificación, evaluación y selección de prospectos (evaluación de recursos prospectivos) y la perforación de 1 pozo. Adicionalmente, para los dos escenarios se considera la realización de los estudios de la Línea Base Ambiental (LBA) y la Evaluación de Impacto Social (EVIS).). Los cuales están proyectadas para ejecutarse en un periodo de hasta 4 años a partir de la aprobación de éste.

Existen actividades cuya ejecución ha sido materializada previo a la emisión del presente Dictamen, situación que corresponde a la naturaleza técnica de las mismas, propiamente identificadas como actividades necesarias y de gabinete, sin que ello implique la realización física de alguna de ellas, y que representan el principal soporte técnico para la continuidad de las actividades documentadas en el plan de exploración. Lo anterior, de conformidad con el tercer párrafo del Artículo 37 de la Ley de

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Hidrocarburos. Sin detrimento de que el Período Inicial de Exploración contempla 4 años a partir de la aprobación del Plan, por lo que el Contratista deberá ajustar su cronograma de actividades dentro del periodo de la vigencia del Período Inicial de Exploración.

Adicionalmente y en relación con las mejores prácticas de la industria, se advierte que el flujo de trabajo propuesto, dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio, abarca las etapas de evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas, lo cual se identifica acorde con las características geológicas, en relación con el estado actual de la Exploración del Área Contractual.

III.2.1 Adquisición, procesado y reprocesado de información sísmica

En relación con la información sísmica utilizada, el Plan de Exploración considera la adquisición y procesado de sísmica 2D (900 km) del estudio de Gigante "D-Campeche y un reproceso de 1,800 km con la intención de obtener una imagen sísmica que permita disminuir la incertidumbre en la identificación de trampas de hidrocarburos para los play del Neógeno, los algoritmos que utilizaran es Kirchhoff PSTM y PSDM, así como el procesamiento RTM PSDM.

La compra de reprocesamiento de sísmica 3D WAz los cuales son 230 km² de adquisición y procesado y 230 km² de reprocesamiento, con lo que pretenden mejorar la calidad de imágenes sísmicas en presencia de geología compleja, facilitando visualizar trampas potenciales que contengan hidrocarburos a nivel terciario. El algoritmo sería Kirchhoff PSTM anisotrópico y el procesado es RTM PSDM anisotrópico.

Se realizará la Adquisición y procesamiento de información Electromagnética de 655 km² con la finalidad de reducir la incertidumbre de los prospectos exploratorios a partir del análisis de isotropía transversa con ejes de simetría inclinado, a través de la medición de las propiedades electromagnéticas del sistema roca fluido en el subsuelo evaluar posible presencia de hidrocarburos y así poder tomar la decisión de perforar o tomar decisiones oportunamente.

En este contexto se identifica que, estas actividades de adquisición sísmica (Figura 6 y 7) utilizan tecnología que permite obtener un mayor detalle para dar certidumbre a los cuerpos por debajo de la sal, de igual manera disminuir la incertidumbre en la imagen permitiendo determinar la estructuración para los diferentes plays terciarios como mesozoicos.

Handwritten notes in blue ink:
DAP
R
/

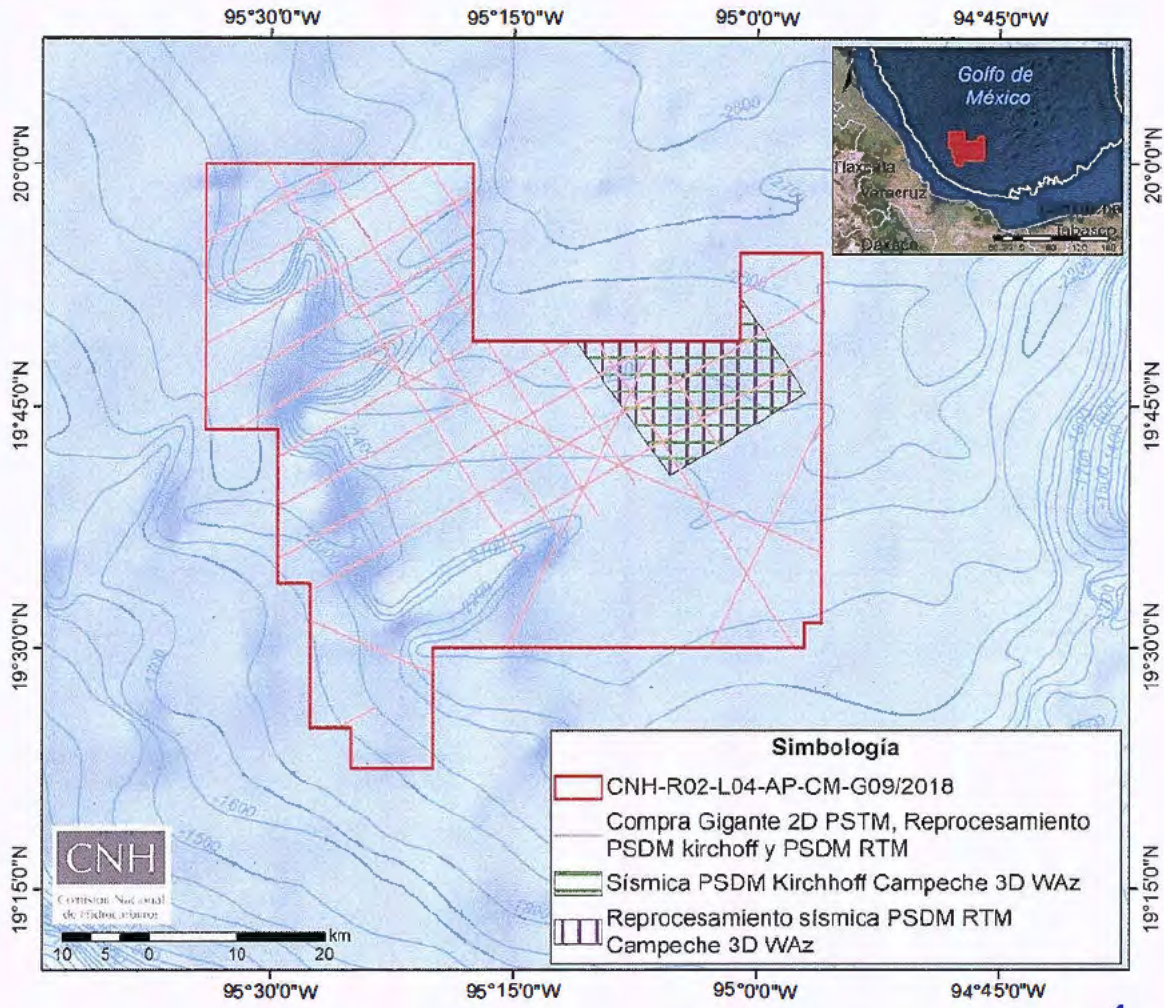


Figura 6. Cubrimiento de los estudios sísmicos en el Área Contractual escenario A.

DRP

g

g

g

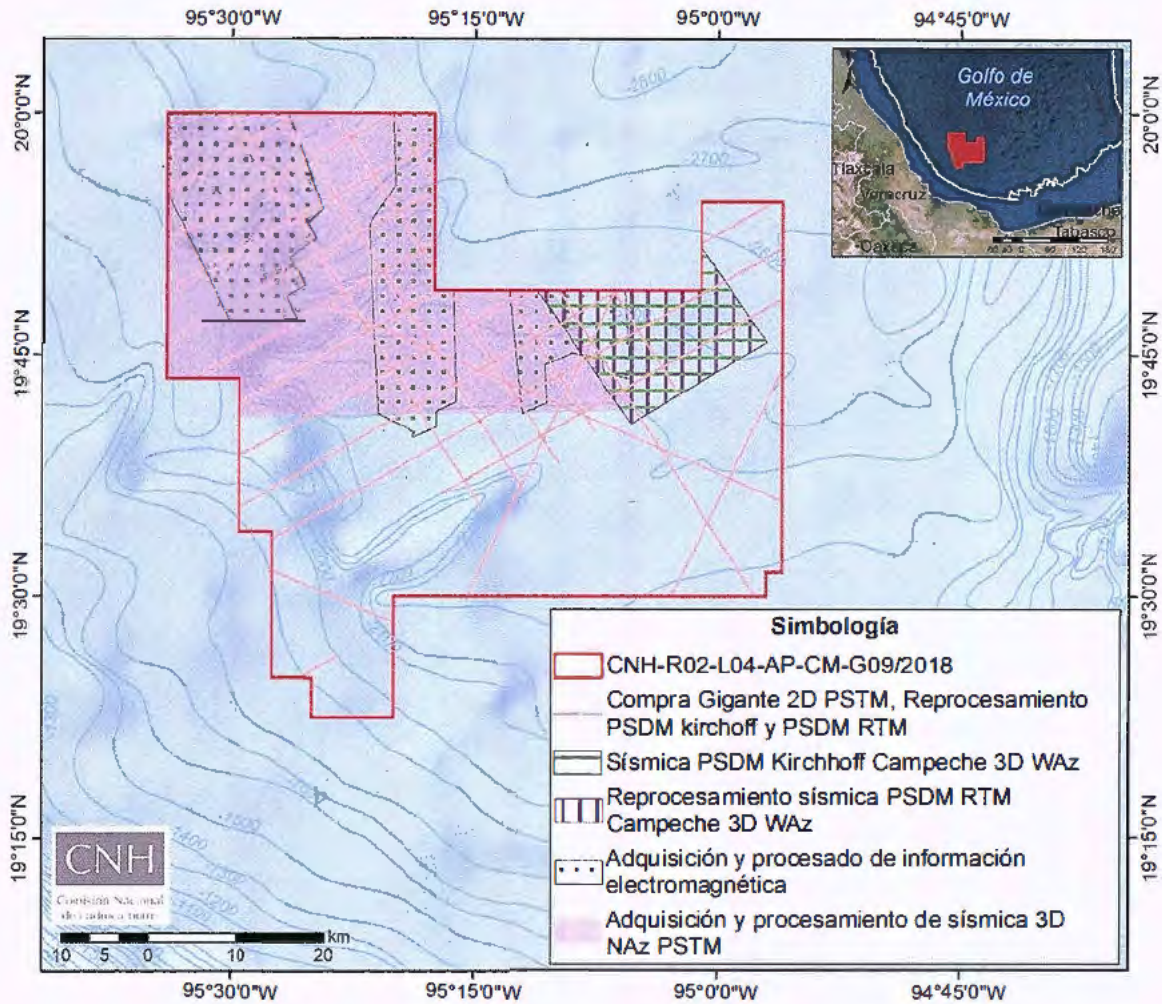


Figura 7. Cubrimiento de los estudios sísmicos en el Área Contractual escenario B.

III.2.2 Estudios exploratorios

El Plan de Exploración considera 4 estudios exploratorios que permitirían evaluar el Área Contractual e identificar aquellas zonas con mayor potencial para contener acumulaciones de hidrocarburos y continuar incorporando reservas de hidrocarburos. Aunado a esto, se identifica que el conjunto de estudios, son adecuados para reducir la incertidumbre exploratoria y permitirían al Contratista confirmar el prospecto a perforar y, en caso de éxito, contar con los elementos necesarios para avanzar a una etapa de caracterización y delimitación. El resumen de los estudios exploratorios se presenta en la Tabla 3. La descripción detallada de estos estudios exploratorios se encuentra contenida en el Plan de Exploración anexo al presente dictamen.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Redacted text block]

En lo referente al modelo de depósito propuesto [Redacted] 3

En el Escenario "B" perforaría el prospecto exploratorio Tsinka-1EXP, mismo que también derivó de la interpretación de la información con la que actualmente cuenta el Contratista, las consideraciones técnicas del prospecto son las siguientes: [Redacted]

[Redacted text block]

En lo referente al modelo de depósito propuesto para el [Redacted] 5

El Contratista manifiesta que el prospecto a perforar se definirá en función de los resultados de la información que se generen durante la ejecución del Plan, así como de la interpretación de ésta. Cabe mencionar que, dentro de los dos prospectos, el que considera más viable en primera instancia es el prospecto Lapanit-1EXP, correspondiente al Escenario "A".

La ubicación de los prospectos mencionados se muestra en la Figura 7.

DRP
[Handwritten signatures and initials]

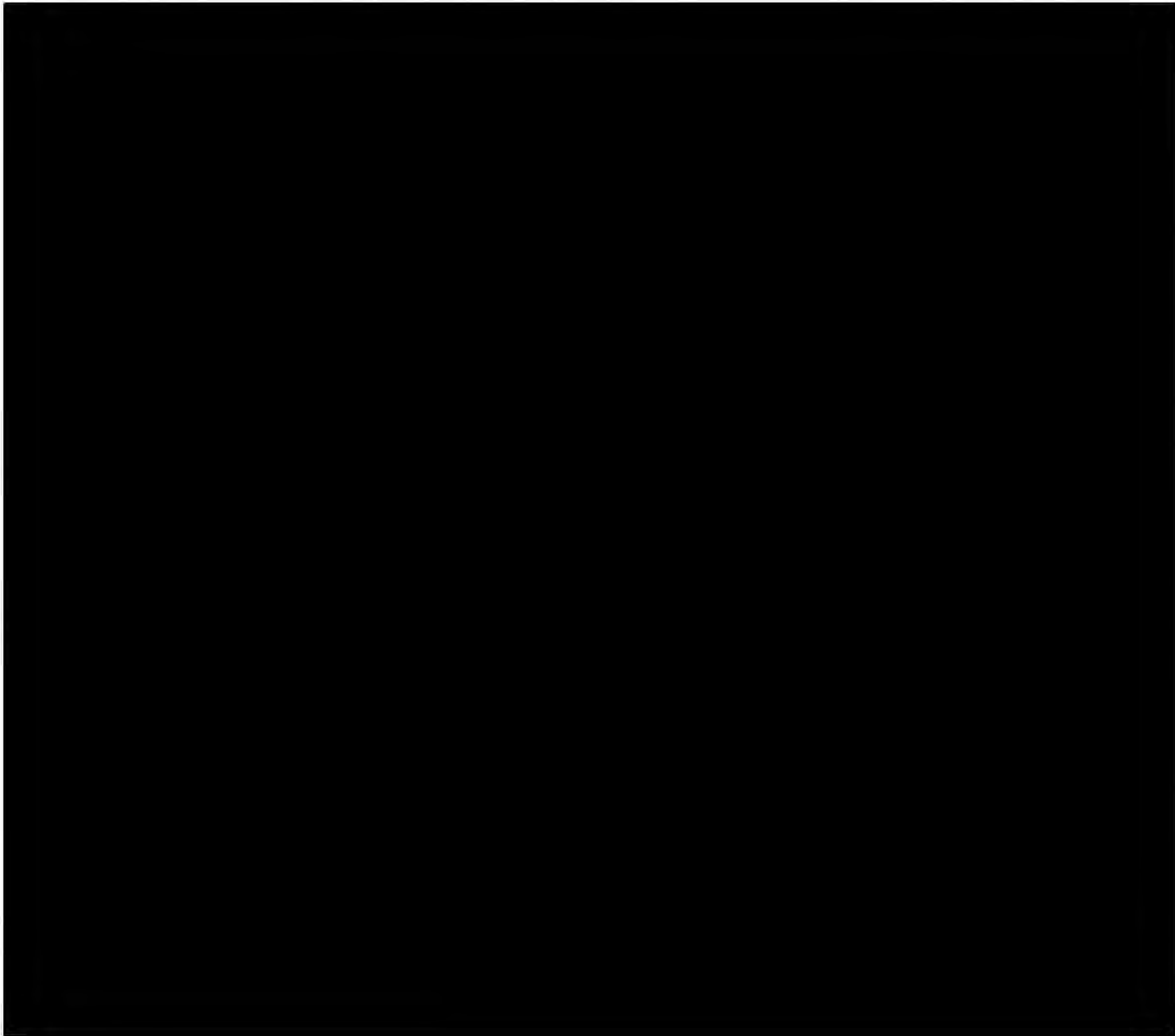


Figura 7. Áreas prospectivas identificadas en el Área Contractual.

Sin menoscabo de lo anterior, una vez que el Contratista disponga de los elementos técnicos necesarios que permitan sustentar la selección y posterior ejecución de alguno de los Escenarios operativos, deberá hacerlo del conocimiento de esta Comisión, a través del Informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, de conformidad con la normatividad vigente.

El programa de adquisición de información presentado por el Contratista, para los dos escenarios incluiría un conjunto de registros geofísicos de pozo, tanto convencionales como especiales, corte de núcleos de pared, mediciones de presión, pruebas de formación mediante probador dinámico y muestreo de fluidos para análisis PVT.

Handwritten signatures in blue ink:
- A large signature on the left side.
- A signature on the right side, partially overlapping the text.
- A signature below the right-side signature.

III.3 Metas físicas e inversiones del Plan de Exploración

En función de lo señalado en este apartado, las actividades a desarrollar para cada escenario se muestran en las Tablas resumen 4 (A), 5 (B). Las cuales corresponden con el Programa Mínimo Trabajo y su Incremento en los 2 escenarios.

Actividad	2018 ¹	2019 ²	2020	2021	2022	2023 ³	Cantidad
Adquisición y procesado de sísmica 2D ⁴ (km)*	900	-	-	-	-	-	900
Reproceso de sísmica 2D ⁴ (km)*	1,800	-	-	-	-	-	1,800
Adquisición y procesado de sísmica 3D WAZ ⁴ (km ²)	-	-	230	-	-	-	230
Reproceso de sísmica 3D WAZ ⁴ (km ²)	-	-	230	-	-	-	230
Interpretación sísmica (núm.)	-	-	1	-	-	-	1
Evaluación de recursos prospectivos (núm.)	-	-	1	-	1	-	2
Perforación y terminación (núm.)	-	-	-	1	-	-	1
Toma de información	-	-	-	1	-	-	1
Línea Base Ambiental*	-	1	-	-	-	-	1
Evaluación de Impacto Social*	1	-	-	-	-	-	1

1. Etapa de Transición de Arranque: a partir del 07 mayo 2018.

2. Periodo exploración 2019: a partir de la aprobación del PE al 31 de diciembre 2019.

3. Periodo exploración 2023: 01 enero a finalización de Periodo Inicial de Exploración (cuatro años a partir de la aprobación del PE).

4. Compra de uso de datos multiente.

*Actividad realizada en Etapa de Transición de Arranque.

Tabla 4. Actividades del Plan de Exploración asociadas al Escenario A.

ARR

Actividad	2018 ¹	2019 ²	2020	2021	2022	2023 ³	Cantidad
Adquisición y procesamiento de sísmica 2D ⁴ (km)*	900	-	-	-	-	-	900
Reproceso de sísmica 2D ⁴ (km)*	1,800	-	-	-	-	-	1,800
Adquisición y procesamiento de sísmica 3D WAz ⁴ (km ²)	-	-	230	-	-	-	230
Reproceso de sísmica 3D WAz ⁴ (km ²)	-	-	230	-	-	-	230
Adquisición y procesamiento de información Electromagnética (km ²)	-	-	655	-	-	-	655
Adquisición y procesamiento de sísmica 3D NAz ⁴ (km ²)	-	-	-	-	1,200	-	1,200
Interpretación sísmica (núm.)	-	-	1	-	1	-	2
Evaluación de recursos prospectivos (núm.)	-	-	1	-	1	-	2
Perforación y terminación (núm.)	-	-	-	-	-	1	1
Toma de información	-	-	-	-	-	1	1
Línea Base Ambiental*	-	1	-	-	-	-	1
Evaluación de Impacto Social*	1	-	-	-	-	-	1

1. Etapa de Transición de Arranque: a partir del 07 mayo 2018.

2. Periodo exploración 2019: a partir de la aprobación del PE al 31 de diciembre 2019.

3. Periodo exploración 2023: 01 enero a finalización de Periodo Inicial de Exploración (cuatro años a partir de la aprobación del PE).

4. Compra de uso de datos multicliente.

*Actividad realizada en Etapa de Transición de Arranque.

Tabla 5. Actividades del Plan de Exploración asociadas al Escenario B.

El sustento documental para la ejecución del Plan de Exploración, respecto a las Actividades Petroleras contempladas, en relación con la interpretación sísmica, así como estudios exploratorios y perforación de

prospectos, fue presentado por el Contratista como parte integrante del Plan de Exploración.

III.4 Programa Mínimo de Trabajo

El compromiso adquirido por el Contratista es el de realizar 6,100 UT como PMT, más un Incremento en el IPM de 48,700 UT, es decir, al Periodo Inicial de Exploración se asocia un total de 54,800 UT.

La meta por alcanzar con el Plan propuesto por el Contratista varía según el escenario que se ejecute; para el escenario A es de 56,878.00 UT (Tabla 6), para el escenario B es de 71,053.35 UT (Tabla 7). Con lo cual se identifica que, de ejercerse totalmente el Plan de Exploración en cualquiera de sus escenarios, daría cumplimiento al PMT y al IPM.

Actividad	Unidad	Unidades de Trabajo	Cantidad	Cálculo UT (Contratista)	Cálculo UT (DGATC)
		(número)			
Adquisición y procesado de sísmica 3D WAZ	km ²	5	230	1150	1150
Reproceso de sísmica 3D WAZ	km ²	1.25	230	287.5	287.5
Adquisición y procesado de sísmica 2D	Km	1	900	900	900
Reprocesado de sísmica 2D existente	Km	0.5	1800	900	900
Interpretación sísmica	Por área contractual	100	1	100	100
Evaluación de Recursos Prospectivos	Por área contractual	200	1	200	200
Perforación de pozo Lapanit-1	Detalle en Tabla 8			44,500	44,500
Estudios y toma de información relacionada al pozo Lapanit-1				8,840.50	8,840.50
Total				56,878.00	56,878.00

Tabla 6. Desglose de cálculo de UT del escenario A.

Actividad	Unidad	Unidades de Trabajo	Cantidad	Cálculo UT (Contratista)	Cálculo UT (DGATC)
		(número)			
Adquisición y procesado de sísmica 3D WAZ	km ²	5	230	1150	1150
Reproceso de sísmica 3D WAZ	km ²	1.25	230	287.5	287.5
Adquisición y procesado de sísmica 3D NAZ	km ²	2.5	1200	3000	3000

Adquisición y procesado de sísmica 2D	Km	1	900	900	900
Reprocesado de sísmica 2D existente	Km	0.5	1800	900	900
Interpretación sísmica	Por área contractual	100	1	100	100
Evaluación de Recursos Prospectivos	Por área contractual	200	1	200	200
Adquisición y proceso de información electromagnética	km2	3	655	1965	1965
Perforación de pozo Tsinka-1	Detalle en Tabla 8			51,200	51,200.00
Estudios y toma de información relacionada al pozo Tsinka-1				11,350.85	11,350.85
Total				71,053.35	71,053.35

Tabla 7. Desglose de cálculo de UT del escenario B

A continuación, se muestra en la Tabla 8 el detalle relacionado a las U.T. derivado de la perforación de prospectos en cada escenario y su correspondiente toma de información y estudios programados.

Actividad	Descripción de actividades a acreditar	Unidad	Unidades de Trabajo (número)	Escenario A			Escenario B			
				Cantidad	Cálculo UT (Contratista)	Cálculo UT (DGATC)	Lapanit-1		Tsinka-1	
							Cantidad	Cálculo UT (Contratista)	Cálculo UT (DGATC)	
Pozos	Perforación de pozos	Por metro perforado (mvbnm)	Conforme al numeral 8, Anexo 5 del Contrato	4150	44,500	44,500	4700	51,200	51,200.00	
Y Estudios de pozos	Litológicos correlación (SP, GR, PE)	Por metro de registro	0.3	1535	460.5	460.5	2110	633	633	
	Resistividad (inducción, onda electromagnética)	Por metro de registro	0.3	1535	460.5	460.5	2110	633	633	
	Porosidad (densidad, neutrón)	Por metro de registro	0.3	590	177	177	969	290.7	290.7	
	Propiedades físicas de las rocas (sónico dipolar)	Por metro de registro	0.3	920	276	276	1550	465	465	
	Registros especiales (MRI, ECS, FMI, NMR)	Por metro de registro	0.35	590	206.5	206.5	969	339.15	339.15	

ADP

Handwritten signatures and initials.

	VSP/Checkshot	Por estación	0.62							
Adquisición de muestras de núcleo	Por cada metro de núcleo de fondo	Por metro de núcleo	5	36	180	180	54	270	270	
	Por cada 3 muestras de núcleos de pared.	Por 3 núcleos de pared	1.5	80 núcleos*	40	40	40	60	60	
Análisis Rutinarios/Convencionales de núcleos (RCALs)	Análisis de petrofísica básica	Por muestra	2.5	140	350	350	210	525	525	
	Petrografía en secciones delgadas, análisis de difracción de rayos-X y análisis MEB	Por muestra	2.5	140	350	350	210	525	525	
Análisis Especiales a núcleos (SCALs)	Presión capilar, permeabilidad relativa, daño de formación, tomografía, resonancia magnética, factor de recuperación, mojabilidad, geomecánica, rayos gamma espectral, análisis de fracturas (triaxiales y caracterización de fracturas), etc.	Por muestra	3.5	40	140	140	60	210	210	
Presiones MDT	Al menos 4 muestras por unidad de depósito.	Por cada medición de presión	60	40	2400	2400	60	3600	3600	
Muestras MDT	Por cada muestra de fluido en cada depósito hidráulicamente conectado.	Por cada muestra de fluido	900	4	3600	3600	4	3600	3600	
PVT	En cada muestra por unidad de flujo	Por cada prueba	100	2	200	200	2	200	200	
TOTALES						53,340.50	53,340.50		62,550.85	62,550.85

Tabla 8. Desglose del cálculo de UT de Perforación de Pozos y su toma de información de los Escenarios A y B (cálculo CNH)

El cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y del Incremento en el Programa Mínimo se evaluarán conforme a la ejecución de actividades de Exploración dentro del Área Contractual de acuerdo con su valor en Unidades de Trabajo, conforme al Anexo 5 del Contrato, independientemente de los Costos incurridos en su realización.

III.5 Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto

En cumplimiento a las Cláusulas 10.3 y 11.2 del Contrato y al Anexo VII, apartado VI de los Lineamientos, el Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto asociados al Plan de Exploración, ambos de carácter indicativos, fueron presentados por el Contratista como Anexo al Plan de Exploración.

III.6 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles reservas a incorporar

El Contratista tiene identificados 2 prospectos exploratorios documentados dentro del Área Contractual con un volumen asociado a la media sin riesgo de [REDACTED]

7

III.7 Análisis de inversiones

Acorde a lo establecido en el artículo 11 de los de los Lineamientos; así como en el numeral 2 Contenido del Plan de Exploración, sección III.7 Programa de inversiones, del Anexo I Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos de los mismos Lineamientos, los Planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos de los Contratos, entre otros, la selección de las Mejores Prácticas de la Industria.

Con base en ello, la Comisión elaboró el análisis económico correspondiente al Plan presentado, cuyos resultados se muestran a continuación.

a) Descripción de las inversiones programadas

El Programa de Inversiones es consistente con la información correspondiente al Plan de Exploración y fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Costos de la SHCP).

En su solicitud, el Contratista propone realizar una estrategia exploratoria que contempla alguno de los siguientes dos escenarios alternativos: A y B, cada uno de los cuales considera la perforación de un pozo exploratorio y estudios de geofísica y geología.

(i) Inversiones asociadas al Escenario A

Como parte de este Escenario, el Contratista propone realizar estudios de geofísica y geología, así como la perforación de un pozo exploratorio. El monto asociado para llevar a cabo las actividades del Escenario A es de USD [REDACTED] y se distribuye conforme a la Figura 8 y Tabla 9:

8



9



10

(ii) Inversiones asociadas al Escenario B

En caso de que los resultados de los estudios realizados en el Escenario A, no resulten favorables, el Contratista optará por ejecutar el Escenario B, el

¹ Dólares de los Estados Unidos.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

cual contempla la perforación de un pozo exploratorio distinto al del Escenario A, y la realización de estudios geofísicos y geológicos adicionales. En el supuesto de que el Contratista ejecute las inversiones propuestas en el Programa de Inversiones para este Escenario, las inversiones ascenderían a [REDACTED] conforme a la Figura 9 y Tabla 10:

11



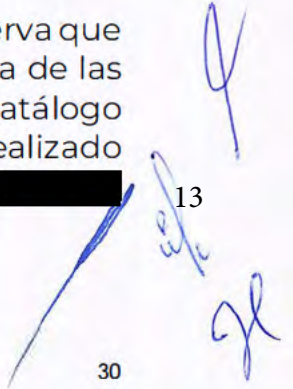
12

Tabla 10. Distribución del Programa de Inversiones por Sub actividad Petrolera: Escenario B.

b) Resultado de la evaluación del Programa de Inversiones

De la revisión a la información presentada por el Contratista, se observa que el Programa de Inversiones detalla los costos asociados a cada una de las actividades en el Plan de Exploración de conformidad con el catálogo establecido en los Lineamientos de Costos de la SHCP. El análisis realizado prevé que el Contratista ejercerá un monto de inversión de entre [REDACTED]

13



IV. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa y métricas de evaluación del Plan de Exploración

De acuerdo con las actividades del Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estaría basada en la medición de los avances físicos (realizado vs programado) de este Plan, en relación con los siguientes conceptos:

- Estudios exploratorios
- Adquisición, Procesamiento e interpretación de información sísmica
- Pozos exploratorios
- Recursos prospectivos iniciales
- Seguimiento de contenido nacional y transferencia de tecnología
- Programa Mínimo de Trabajo
- Programa de Inversiones

V. Programa de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional, programa de transferencia de tecnología y Sistema de Administración

Respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, la Secretaría de Economía informó a esta Comisión mediante oficio UCN.430.2019.0270 recibido el 17 de mayo de 2019 que, con base en la información presentada, *“considera plausible que se cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el contrato, en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto al Plan de Exploración presentado por PEMEX, para el contrato CNH-L02-R04-AP-CM-G09/2018.”* Lo anterior, acorde con lo establecido en la Cláusula 19.3 del Contrato.

Asimismo, y en relación con el Programa de Transferencia de Tecnología, la Secretaría de Economía informó a esta Comisión mediante oficio UCN.430.2019.323/2019 recibido en la Comisión el 13 de junio de 2018, su opinión favorable respecto de la información presentada en relación al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología propuesto para el Contrato CNH-L02-R04-AP-CM-G09/2018, acorde con lo establecido en la Cláusula 19.3 y 19.5 del Contrato.

El 9 de agosto de 2016, la Agencia asignó al Contratista la CURR identificada con el número ASEA-PEM16001C.

Por Acuerdo CNH.E.07.001/18 del 15 de febrero de 2018, el Órgano de Gobierno emitió el Criterio de Interpretación Administrativa que armoniza el contenido de los artículos 13, primer párrafo y 33, fracción V de los Lineamientos, en el cual se establece que basta con que los Contratistas Petroleros acrediten haber iniciado el procedimiento respectivo ante la Agencia, con lo cual se daría por atendido el requisito contenido en el artículo 33, fracción V de los Lineamientos en cuanto a que el Dictamen técnico final incluya un programa de administración de riesgos aprobado.

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa establece que el artículo 13 de los Lineamientos materializa el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En virtud de lo anterior, la presente Resolución se emite sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por la Agencia

VI. Términos en los que es aprobado el Plan de Exploración

VI.1 Consideraciones

De la revisión y análisis de la información que se incluye en el Plan de Exploración en los apartados que anteceden, se advierte que las actividades propuestas presentan una secuencia operativa acorde a la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra el Área Contractual, las características geológicas y los objetivos de este.

En este sentido, se advierte que es del interés del Contratista consolidar nuevo conocimiento geológico del subsuelo, a través de la compra de información sísmica 3D WAz y NAz, los estudios exploratorios y la perforación de cuando menos un prospecto, que le permita evaluar el funcionamiento del sistema petrolero con el objetivo de avanzar hacia una posible etapa de incorporación de reservas.

Por lo anterior, la Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Plan de Exploración, sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos que tengan por efecto condicionar el desarrollo de las actividades contenidas en los Planes

ADP

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'P' and other illegible marks.

aprobados por la Comisión. Dichas actividades se muestran en las siguientes tablas 11 (Escenario A) y 12 (Escenario B).

Actividad	2018 ¹	2019 ²	2020	2021	2022	2023 ³	Cantidad
Adquisición y procesado de sísmica 2D ⁴ (km)*	900	-	-	-	-	-	900
Reproceso de sísmica 2D ⁴ (km)*	1,800	-	-	-	-	-	1,800
Adquisición y procesado de sísmica 3D WAz ⁴ (km ²)	-	-	230	-	-	-	230
Reproceso de sísmica 3D WAz ⁴ (km ²)	-	-	230	-	-	-	230
Interpretación sísmica (núm.)	-	-	1	-	-	-	1
Evaluación de recursos prospectivos (núm.)	-	-	1	-	1	-	2
Perforación y terminación (núm.)	-	-	-	1	-	-	1
Toma de información	-	-	-	1	-	-	1
Línea Base Ambiental*	-	1	-	-	-	-	1
Evaluación de Impacto Social*	1	-	-	-	-	-	1

1. Etapa de Transición de Arranque: a partir del 07 mayo 2018.

2. Período exploración 2019: a partir de la aprobación del PE al 31 de diciembre 2019.

3. Período exploración 2023: 01 enero a finalización de Período Inicial de Exploración (cuatro años a partir de la aprobación del PE).

4. Compra de uso de datos multicliente.

*Actividad realizada en Etapa de Transición de Arranque.

Tabla 11. Actividades del Plan de Exploración asociadas al Escenario A.

En caso de que los estudios realizados por el Contratista consideren no sea factible la perforación del prospecto del escenario A, se estaría ejecutando las actividades del escenario B:

Actividad	2018 ¹	2019 ²	2020	2021	2022	2023 ³	Cantidad
Adquisición y procesado de sísmica 2D ⁴ (km)*	900	-	-	-	-	-	900
Reproceso de sísmica 2D ⁴ (km)*	1,800	-	-	-	-	-	1,800
Adquisición y procesado de sísmica 3D WAZ ⁴ (km ²)	-	-	230	-	-	-	230
Reproceso de sísmica 3D WAZ ⁴ (km ²)	-	-	230	-	-	-	230
Adquisición y procesado de información Electromagnética (km ²)	-	-	655	-	-	-	655
Adquisición y procesado de sísmica 3D NAZ ⁴ (km ²)	-	-	-	-	1,200	-	1,200
Interpretación sísmica (núm.)	-	-	1	-	1	-	2
Evaluación de recursos prospectivos (núm.)	-	-	1	-	1	-	2
Perforación y terminación (núm.)	-	-	-	-	-	1	1
Toma de información	-	-	-	-	-	1	1
Línea Base Ambiental*	-	1	-	-	-	-	1
Evaluación de Impacto Social*	1	-	-	-	-	-	1

1. Etapa de Transición de Arranque: a partir del 07 mayo 2018.

2. Período exploración 2019: a partir de la aprobación del PE al 31 de diciembre 2019.

3. Período exploración 2023: 01 enero a finalización de Período Inicial de Exploración (cuatro años a partir de la aprobación del PE).

4. Compra de uso de datos multicliente.

*Actividad realizada en Etapa de Transición de Arranque.

Tabla 12. Actividades del Plan de Exploración asociadas al Escenario B.

VI.1.1 Cumplimiento del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos

- Observancia de las Mejores Prácticas. La Comisión advierte que la secuencia de actividades propuestas en el Plan de Exploración es acorde a las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional para la evaluación del potencial petrolero y la incorporación de recursos contingentes, puesto que contempla la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías de última generación para obtener mayor conocimiento de las formaciones de interés, a través de la adquisición y procesado de información sísmica 3D WAZ y NAz que considera mejorar el modelo de velocidades y la reevaluación de la anisotropía que en conjunto con la aplicación de algoritmos específicos para visualizar estructuras geológicas complejas, así como estudios exploratorios que permitan reducir la incertidumbre y mitigar el riesgo geológico que sirvan de sustento para la conformación de una cartera de prospectos jerarquizada y la perforación de prospectos, que tras la integración de resultados y la actualización iterativa de los modelos geológicos que se generen, buscan probar la existencia de hidrocarburos. Por lo anterior, se concluye que, se aplicarían las Mejores Prácticas, de conformidad con el análisis presentado y con las Cláusulas 4.1.

- Incorporación de reservas. De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos y riesgo geológico presentados por el Contratista en el Plan de Exploración, la Comisión identifica una posible incorporación de recursos contingentes estimados [REDACTED] a la media 15 para el escenario B, esto dependerá del escenario operativo que lleve a cabo, dando cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato.

- Delimitación del área. La delimitación del área a la que se refiere la fracción I, del segundo párrafo del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, obedece a una secuencia de actividades y resultados que definen la cadena de valor para la Exploración de Hidrocarburos en la que, tras confirmarse una acumulación de Hidrocarburos en el subsuelo (Descubrimiento), se realizan actividades para caracterizar y delimitar un área de interés que pueda ser considerada yacimiento, mediante el Programa de Evaluación al que se refiere la Cláusula 5.2 del Contrato.

En este contexto, dado que el área Contractual se encuentra en la etapa de Evaluación del Potencial Petrolero, no se han perforado pozos exploratorios y por lo tanto no existe Descubrimiento alguno que sea factible a ser delimitado.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que el conjunto de actividades propuestas en el Plan contribuiría en gran medida a una evaluación del potencial petrolero en la que el Contratista busca conformar una cartera de prospectos y comprobar la existencia de Hidrocarburos en el subsuelo dentro del Área Contractual.

En este sentido, es necesario precisar que, en caso de que el Contratista realice un Descubrimiento como resultado de la perforación de algunos de los prospectos contemplados en el Plan de Exploración es necesario que notifique a esta Comisión el descubrimiento y posteriormente someta para aprobación de esta Comisión el Programa de Evaluación correspondiente.

En este sentido, la delimitación asociada a un Descubrimiento no se contempla en este Plan, por lo que se advierte que no hay materia para la evaluación de la delimitación del área en el Plan de Exploración en comento al que se refiere el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos.

VI.1.2 Cumplimiento del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Del conjunto de actividades propuestas en el Plan de Exploración, y en el supuesto de la ejecución total de las mismas, se refleja que la secuencia operativa permitirá generar un avance sustantivo en el proceso exploratorio en aguas profundas (1,900 a 2,600 m), donde la Exploración ha sido limitada. En este contexto el Plan de Exploración considera llevar a cabo la evaluación del potencial petrolero mediante un robusto programa de estudios exploratorios y además probar la existencia de recursos prospectivos mediante la perforación de 1 pozo. De esta manera, se dispondrá de un mayor entendimiento del subsuelo, que permitirá identificar los elementos de riesgo e incertidumbre geológica, evaluar el potencial petrolero a través de un sustento técnico sólido y probar el potencial productivo con objetivo principal en rocas en el Neógeno.

- La reposición de las reservas de hidrocarburos. En relación con la estrategia exploratoria propuesta por el Contratista y las actividades consideradas en el Plan de Exploración, particularmente la perforación de un prospecto exploratorio, el Contratista estaría en posibilidades de avanzar a la etapa de caracterización y delimitación, lo que en principio representaría un beneficio para el Estado, y además derivaría en la generación de nueva información del subsuelo y en la actualización de los recursos del país.

- Tecnología a utilizar. Las actividades propuestas en el Plan de Exploración consideran la implementación de soluciones tecnológicas conforme a las características identificadas en el subsuelo. Tal es el caso de la Adquisición sísmica Azimut Amplio WAZ que permite adquirir información en todas direcciones y contar con señal suficiente para definir la imagen en zonas geología compleja o afectada por la presencia de cuerpos masivos de sal, la Migración pre-apilamiento en tiempo (PSTM) permitirá construir la imagen sísmica del subsuelo en el dominio del

tiempo de reflejo, empleando la tecnología de inversión de onda completa (FWI), asociados a las características a escala fina en un mejoramiento del modelo de velocidad anisotrópico en la parte somera y post-proceso para obtener Gathers PSTM adecuados para procesos especiales. La Migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM) con esta migración les servirá para construir un modelo de velocidades por tomografía, modelando cuerpos de arcilla y carbonatos; dando mayor certidumbre al modelo geológico-estructural.

- Para la perforación de pozos considera un programa de adquisición de información que incluye registros geofísicos convencionales y especiales, muestras de roca y fluidos, así como mediciones de presión y pruebas de formación mediante probador dinámico de formaciones, que son usadas por los Contratistas petroleros de manera regular. Por lo anterior se advierte que la propuesta de soluciones tecnológicas a utilizar es acorde con las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional.

- Promover el desarrollo de las actividades de exploración. De acuerdo con la información presentada en el Plan de Exploración, los resultados que el Contratista planea obtener con las actividades exploratorias a desarrollar y sus respectivos tiempos de ejecución, la Comisión concluye que, se alinean a un proceso exploratorio acorde con la naturaleza geológica del Área Contractual, toda vez que, el Contratista orientaría el desarrollo de actividades exploratorias y la perforación de prospectos a fin de descubrir acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo dentro del Área Contractual.

VI.1.3 Cumplimiento del artículo 8, fracción I de los Lineamientos

- Actividades programadas conforme al área a explorar. Partiendo de que la cuenca del Golfo de México Profundo se caracteriza por presentar estructuras geológicas complejas a lo largo de toda la columna geológica, en donde los principales plays hipotéticos considerados en el Área Contractual [REDACTED]

la litología está constituida por secuencias de areniscas clasificadas como litarenitas a arcosas líticas de grano medio a fino, que fueron depositadas en ambientes marinos profundos por sistemas de canales y desbordes de canal. se concluye que las actividades exploratorias propuestas resultan acordes a las características geológicas, al grado de avance del conocimiento del subsuelo y a las condiciones operativas que se derivan de tirantes de agua mayores a los 1,900 m. Asimismo, se identifica que la ejecución de la totalidad de las actividades propuestas y los tiempos programados, resultan acordes con los objetivos del Plan de exploración y la estrategia exploratoria, ya que permitirían acelerar el desarrollo del

16

conocimiento geológico-petrolero y, de materializarse algún descubrimiento, la eventual incorporación de recursos contingentes.

Aunado a lo anterior, en términos del artículo 11 de los Lineamientos, el Plan de Exploración considera un análisis técnico económico que sustenta el cumplimiento de los objetivos del Contrato.

- Las consideraciones para la evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas y/o la caracterización y delimitación inicial. Derivado de la etapa del proceso de Exploración en el que se encuentra el Área Contractual, se identifica que la ejecución de las actividades propuestas por el Contratista, son adecuadas para alcanzar los objetivos planteados, orientados a comprobar la existencia de Hidrocarburos en el subsuelo mediante la perforación de cuando menos un prospecto exploratorio y con ello la posible incorporación de recursos contingentes que, posteriormente podrían ser incorporados como reservas.

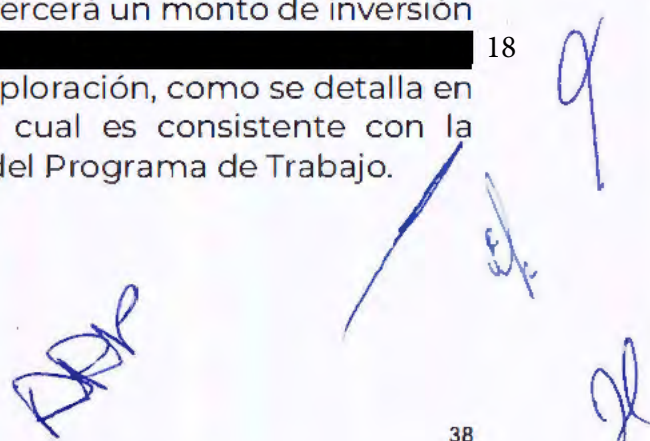
- Pronóstico de la incorporación de reservas. Con la perforación de al menos un prospecto exploratorio conforme al Plan de Exploración, se plantea la posibilidad de probar la existencia de recursos prospectivos asociados a un pronóstico de incorporación de reservas que puede variar entre [REDACTED] a la media para el escenario B.

17

- Tecnología a utilizar. Considerando los elementos definidos en la estrategia exploratoria, así como los tiempos programados para su ejecución, esta Comisión advierte que las metodologías y herramientas que el Contratista propone utilizar son apropiados conforme a los objetivos y alcances definidos en el Plan de Exploración, lo cual resulta acorde con las utilizadas en el ámbito internacional como se argumenta en el tercer párrafo del apartado que antecede, haciendo énfasis en que las actividades propuestas están orientadas a evaluar el potencial petrolero en toda la columna, y que los estudios exploratorios permitirán reducir la incertidumbre geológica que sustenten la perforación de hasta dos prospectos exploratorios.

- Las inversiones programadas. Al respecto, se advierte que el Contratista presentó el Programa de Inversiones, mismo que contempla un monto para cada uno de los 2 escenarios operativos propuestos, mediante el análisis realizado prevé que el Contratista ejercerá un monto de inversión de entre [REDACTED] para el Escenario B, en el Periodo Inicial de Exploración, como se detalla en el Apartado III.7 del presente dictamen, el cual es consistente con la información correspondiente al Presupuesto del Programa de Trabajo.

18



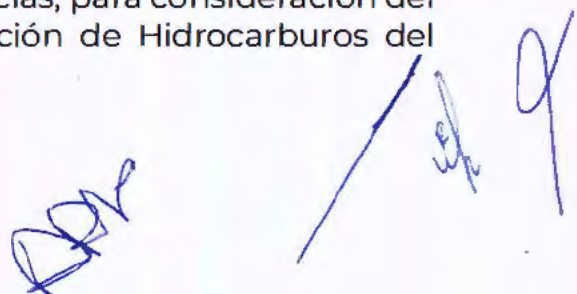
VI.2 Dictamen Técnico

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable la aprobación del Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración, presentado por el Contratista Pemex Exploración y Producción, correspondiente al Contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con artículos 7, fracciones I, III, IV y VI, 8, fracción I, incisos a), b), c), d) y e) de los Lineamientos, 39 fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, éstas actividades permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico del Área Contractual, cumpliendo con lo establecido en el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, las Cláusulas 4.1, 4.2 y el Anexo 5 del Contrato.

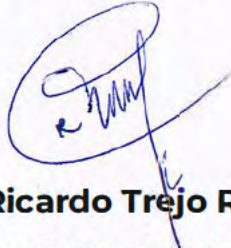
Finalmente, el presente dictamen considera la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria para la evaluación del potencial de hidrocarburos y la posible Incorporación de Reservas, de acuerdo con lo establecido en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y la Cláusula 4.1 y Anexo 5 del Contrato.

Sin perjuicio de lo anterior, es necesario precisar que una vez que el Contratista cuente con los elementos técnicos necesarios que permitan definir el escenario operativo que va a ejecutar al amparo del Plan de Exploración aprobado por esta Comisión, particularmente de los resultados derivados de las actividades de Adquisición, procesamiento e interpretación de la información sísmica y la perforación de prospectos exploratorios, y de los estudios exploratorios; deberá hacerlo del conocimiento de este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, a fin de dar a conocer el escenario operativo a desarrollar.

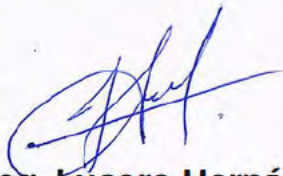
Los firmantes del presente Dictamen lo hacen en términos de las opiniones emitidas, conforme al ámbito de sus competencias, para consideración del Órgano de Gobierno para el Plan de Exploración de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L04-AP-CM-G09/2018.

Handwritten signatures in blue ink, including a large stylized signature on the left and several smaller ones on the right.A single handwritten signature in blue ink at the bottom right of the page.

Elaboraron

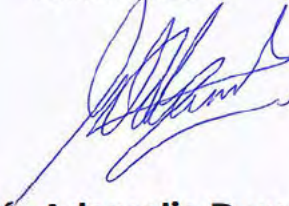


Ing. Ricardo Trejo Ramírez
Director General Adjunto



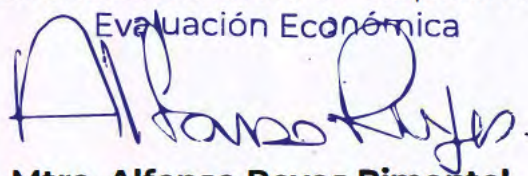
**Ing. Lucero Hernández
Rodríguez**
Directora de Área

Validaron



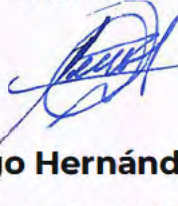
**Mtra. María Adameia Burgueño
Mercado**

Directora General de Prospectiva y
Evaluación Económica



Mtro. Alfonso Reyes Pimentel
Director General de Seguimiento
de Contratos.

Autorizó



Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez

Es suplencia por ausencia del Titular de la Unidad
Técnica de Exploración y su Supervisión, con
fundamento en el artículo 54 primer párrafo del
Reglamento Interno de la Comisión Nacional de
Hidrocarburos

“Con fundamento en los artículos 113, fracción II de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la información Pública; 116, párrafos tercero y cuarto de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, y numeral Trigésimo Octavo, fracciones II y III, y Cuadragésimo de los Lineamientos Generales en Materia de Clasificación y Desclasificación de la Información, así como la elaboración de versiones públicas, se realizó el testado en virtud de que el Dictamen contiene información referente al patrimonio de las personas, la relativa a hechos y/o actos de carácter económico, contable, jurídico o administrativo relativos a una persona, asimismo se describen actividades técnicas, económicas e industriales de las empresas, asimismo información geológica, geofísica, tecnológica, estratégica, económica y financiera relacionada con las operaciones de negocios presentes y futuros de la empresa para sus actividades empresariales a corto, mediano y largo plazos, las cuales representan la ventaja competitiva y económica de las empresas frente a terceros en la realización de tales actividades lo cual constituye un secreto de tipo industrial.

NOTA: La presente versión pública se aprobó mediante Resolución PER-016-2021 a través de sesión permanente del Comité de Transparencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de fecha nueve de agosto de dos mil veintiuno.”