



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

## Dictamen Técnico

### Plan de Exploración

**Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017**

**Área Contractual 8 Cuencas del Sureste**

**Operador:**


**Pemex Exploración y Producción**

Octubre de 2018

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized 'A' shape, is positioned above the date. Below the signature are three horizontal wavy lines and the initials 'EE'.

## Contenido

<b><u>I.</u></b>	<b><u>DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO.</u></b>	<b><u>3</u></b>
I.1.	DATOS DEL CONTRATISTA _____	3
I.2.	DATOS DEL CONTRATO _____	4
I.3.	DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL _____	4
<b><u>II.</u></b>	<b><u>RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DEL PLAN</u></b>	<b><u>5</u></b>
<b><u>III.</u></b>	<b><u>CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO</u></b>	<b><u>6</u></b>
III.1.	ANTECEDENTES EXPLORATORIOS _____	7
III.2.	PLAN DE EXPLORACIÓN _____	8
III.2.1	REPROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN SÍSMICA _____	11
III.2.2	ESTUDIOS EXPLORATORIOS _____	14
III.2.3.	PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS _____	16
III.2.4.	ABANDONO TEMPORAL DE LOS POZOS _____	17
III.3	METAS FÍSICAS E INVERSIONES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN _____	18
III.4	PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO _____	19
III.5	PRIMER PROGRAMA DE TRABAJO Y PRIMER PRESUPUESTO. _____	20
III.6	RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RESERVAS A INCORPORAR _____	20
III.7	ANÁLISIS DE INVERSIONES _____	21
	PROGRAMA DE INVERSIONES _____	22
<b><u>IV.</u></b>	<b><u>MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN</u></b>	<b><u>29</u></b>
<b><u>V.</u></b>	<b><u>PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN</u></b>	<b><u>29</u></b>
<b><u>VI.</u></b>	<b><u>TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PLAN DE EXPLORACIÓN.</u></b>	<b><u>31</u></b>
VI.1.	CONSIDERACIONES _____	31
VI.1.1.	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS. _____	31
VI.1.2.	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA. _____	32
VI.1.3	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN I DE LOS LINEAMIENTOS. _____	33
VI.2	DICTAMEN TÉCNICO _____	35

  
 777  
 EE

El presente dictamen se refiere al Plan de Exploración (en adelante, Plan) del Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017 (en adelante, Contrato), sometido para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) por Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador) en cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, mediante oficio PEP-DE-SAO-GOA-193-2018, recibido en esta Comisión el 23 de marzo de 2018.

El Plan para el Período Inicial de Exploración, que tendrá una duración de hasta 4 años a partir de la aprobación del Plan, considera como objetivo la evaluación del potencial petrolero mediante el procesado de información sísmica 3D y estudios exploratorios, con el propósito de definir la continuidad de los *plays* establecidos en el Área Contractual 8 asociada al Contrato (en adelante, Área Contractual).

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

I.1. Datos del Contratista

El Contratista es el consorcio formado por PEMEX Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado, subsidiaria de Petróleos Mexicanos y representada por el C. Juan Javier Hinojosa Puebla, por la otra parte ECP Hidrocarburos México, S.A. de C.V. (Ecopetrol), representada por el C. Felipe Bayón Pardo, que es una sociedad mercantil constituida de acuerdo con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos.

PEMEX Exploración y Producción fue designada como Operador del Contrato de conformidad con el artículo 32 fracción B de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, así como la Cláusula 2.5 y Anexo 11 del Contrato. El responsable del plan de



## I.2. Datos del Contrato

El Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida, se celebró el 25 de septiembre de 2017 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y el Contratista.

La vigencia del Contrato es de 30 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 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. El Contratista estará obligado a concluir, al menos el Programa Mínimo de Trabajo. Lo anterior en cumplimiento a la Cláusula 4.2 y Anexo 5 del Contrato.

## I.3. Datos del Área Contractual

El Área Contractual se encuentra en la parte marina de la Cuenca Salina del Istmo, en aguas del Golfo de México, frente a las costas de Tabasco y Veracruz (figura 1). Cubre una superficie de 586.002 km<sup>2</sup>, con tirantes de agua entre 100 y 590 m. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la tabla 1.

Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
1	94° 00' 00"	18° 50' 00"
2	93° 57' 00"	18° 50' 00"
3	93° 57' 00"	18° 38' 30"
4	94° 10' 30"	18° 38' 30"
5	94° 10' 30"	18° 44' 30"
6	94° 08' 00"	18° 44' 30"
7	94° 08' 00"	18° 55' 00"
8	94° 00' 00"	18° 55' 00"

**Tabla 1.** Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual (Fuente: Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017).

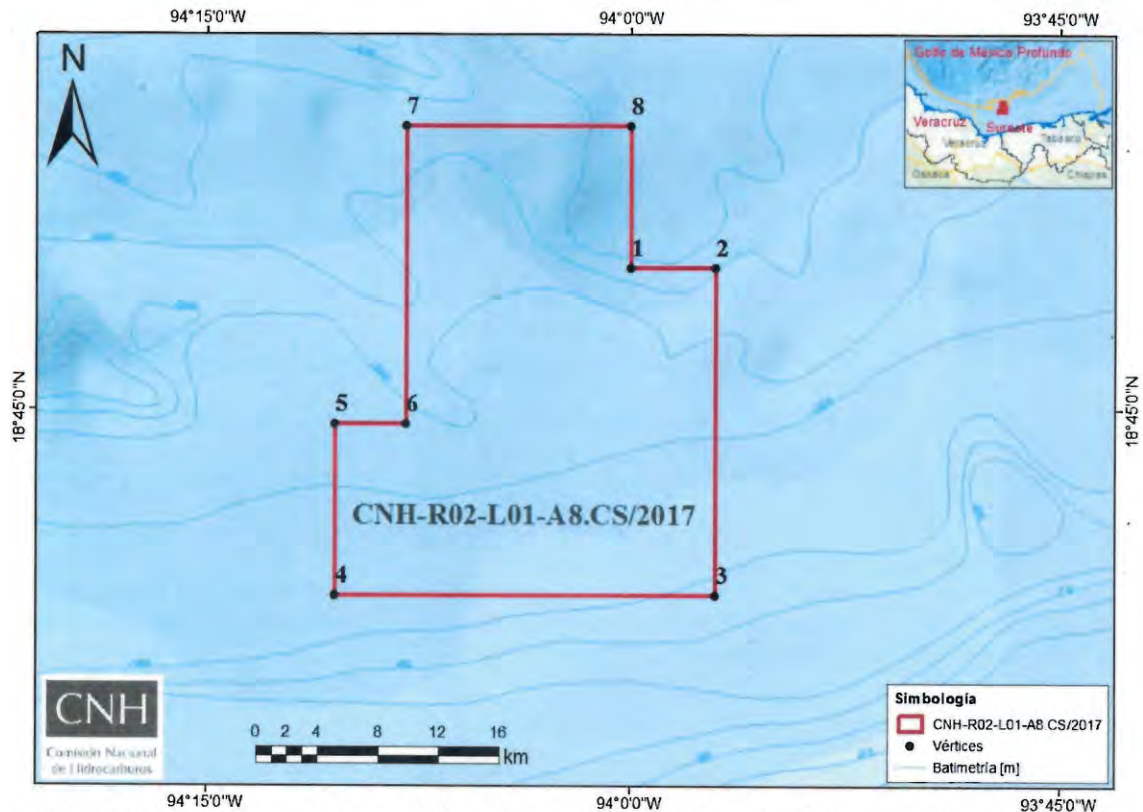


Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual (Fuente: Comisión con datos del Contrato).

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) y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, (en adelante, DGEEE), 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 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, dictamen y resolución respecto al Plan de Exploración presentado por el Operador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.021/2018 de la DGDE de la Comisión.

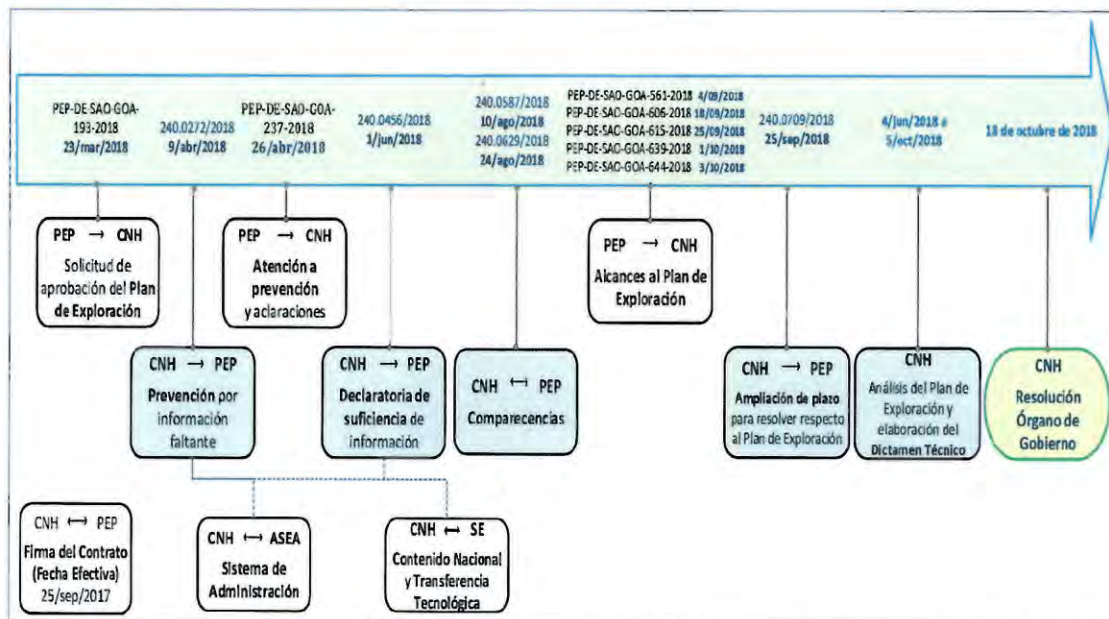


Figura 2. Proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución del Plan de Exploración (Fuente: Comisión).

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

Se verificó que las actividades propuestas por el Operador 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

*[Handwritten signature and initials]*

extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones” (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 del Área Contractual, 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 Operador 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, IV y VI, 8, fracción I, incisos a), b), d) y e), y el Anexo I de los Lineamientos.

Adicionalmente, la Comisión para el ejercicio de sus funciones consideró lo establecido en el artículo 39, fracciones I, 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.

### III.1. Antecedentes Exploratorios

El Área Contractual cuenta con varias líneas sísmicas 2D y un volumen sísmico 3D llamado Holok Alvarado 3D, adquirido entre 2003 y 2004 por la empresa *Seismograph Service de Mexico S.A de C.V.* Esta información contribuyó a la identificación de los elementos del sistema petrolero, *plays* e identificación de algunos prospectos exploratorios. En el Área Contractual no existen pozos exploratorios ni infraestructura petrolera, por lo que se considera un área en un estado de baja madurez exploratoria. Sin embargo, aproximadamente a 10 km al oeste del Área Contractual, se encuentra el pozo Cox-1, el cual fue clasificado como improductivo, invadido de agua salada. Adicionalmente se tienen identificadas emanaciones naturales de hidrocarburos, las cuales son evidencia de la presencia de hidrocarburos en el área dentro del Área Contractual (figura 3).



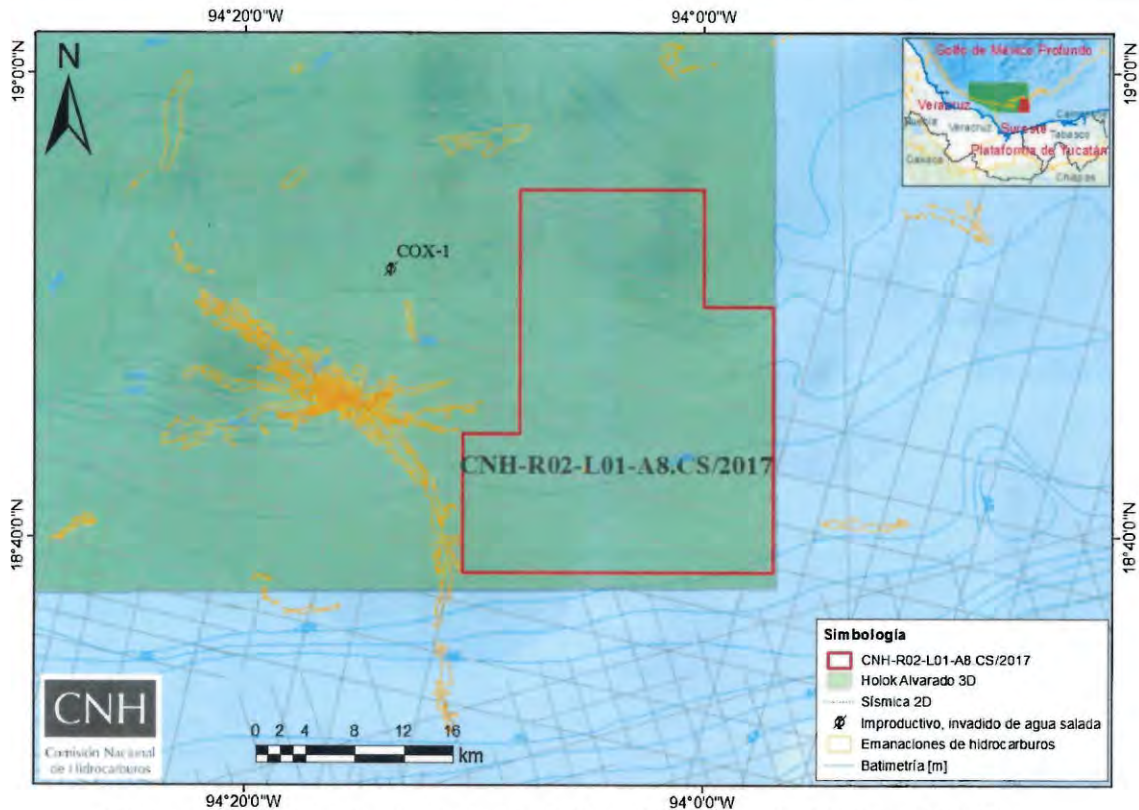


Figura 3. Antecedentes exploratorios del Área Contractual 8 (Fuente: Comisión).

### III.2. Plan de Exploración

El Plan de Exploración tiene por objeto la evaluación el potencial petrolero buscando la continuidad de los plays terciarios y mesozoicos. Mismo que incluirá procesamiento y reprocesamiento sísmico, además de diversos estudios exploratorios. Asimismo, se jerarquizará un portafolio de oportunidades exploratorias con riesgos y recursos prospectivos asociados.

Las actividades propuestas por el Operador consideran el cumplimiento de las fracciones I, 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, IV y VI, y 8 fracción I, incisos a), b), 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 la etapa de evaluación del potencial

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten marks]*

*[Handwritten initials]*



petrolero. 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 Operador, en relación con los alcances y objetivos, resultando 3 rubros principales:

1. Reprocesamiento e interpretación sísmica
2. Estudios exploratorios
3. Perforación de prospectos exploratorios

El cronograma de actividades (figura 4) ilustra las actividades programadas en donde se identifica que éstas presentan una secuencia lógica para la evaluación del potencial, en cumplimiento del objetivo del Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración.

Respecto a la planeación de las actividades exploratorias, el Operador presentó dos escenarios operativos, denominados Escenario A y Escenario B, los cuales se definen de la siguiente manera:

**Escenario A:** Considera las actividades con las cuales se lograría el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo. La ejecución de este escenario contempla la contratación de licenciamiento de información sísmica multicliente del estudio "Campeche 3D WAZ", el cual incluye la información sísmica con un reprocesado PSDM de 562 km<sup>2</sup> con el algoritmo RTM y 562 km<sup>2</sup> adicionales de procesado PSDM con el algoritmo Kirchhoff, dos estudios de interpretación sísmica y tres estudios de evaluación de recursos prospectivos.

**Escenario B:** Adicional a las actividades consideradas en el Escenario A, considera la perforación de un prospecto exploratorio, el reprocesado de 562 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, así como el acondicionamiento de 40 km<sup>2</sup> de *gathers* correspondientes al estudio "Campeche 3D WAZ". Es decir, se realizaría en total el reprocesado de 602 km<sup>2</sup> de sísmica 3D. Además, dentro de los estudios de evaluación de recursos prospectivos, se considera la realización de dos estudios de procesos especiales





documentados, con su respectiva inversión asociada, ésta motivaría la modificación al Plan para solicitar su inclusión al mismo, lo anterior en términos de lo establecido en el artículo 40 de los Lineamientos.

Esta Comisión observa que, mediante la ejecución del total de las actividades el Operador podría alcanzar el objetivo planteado, la generación de una cartera de prospectos jerarquizados. Además, en caso de ejecutar el escenario B, perforaría un prospecto, lo cual permitiría maximizar el valor del Área Contractual al término del Periodo Inicial de Exploración.

Las Actividades Petroleras contempladas en el Plan están proyectadas para ejecutarse en un periodo de hasta 4 años. Lo anterior, sin detrimento de que el Periodo Inicial de Exploración contempla 4 años a partir de la aprobación del Plan, por lo que el Operador deberá ajustar su cronograma de actividades dentro del periodo de la vigencia del Periodo 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 la etapa de Evaluación del Potencial Petrolero, misma en la que se encuentra el Área Contractual. Además, eventualmente, con la realización de las actividades contempladas en el Plan de Exploración, se podría llegar a la etapa de Incorporación de Reservas de Hidrocarburos, lo cual se identifica acorde con las características geológicas, en relación con el estado actual de la Exploración del Área Contractual.

### III.2.1 Reprocesamiento e interpretación sísmica

En relación con la información sísmica, el Operador refiere la contratación del licenciamiento para el uso de 562 km<sup>2</sup> de información sísmica multiclente del estudio "Campeche 3D WAz" a la compañía Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V., a través de la celebración de una transacción comercial. Es importante mencionar que ya se presentó a esta Comisión el formato ARES C correspondiente y que dicha transacción comercial se realizó respecto de la información obtenida al

g  
777  
2E

amparo de la autorización número ARES-DSM-MX-15-3P2/441, otorgada a Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V.

El estudio integral "Campeche 3D WAZ" tiene un área de cubrimiento de 9,970 km<sup>2</sup>, parte del cual cubre el 95.9% del Área Contractual en la parte noroeste (figura 5).

Por lo que hace a las actividades de procesamiento de información sísmica 3D contempladas en el Escenario A, se identifica que tienen como finalidad obtener una mejor calidad de imagen sísmica y una mayor certidumbre en la interpretación y evaluación técnica – económica de los prospectos en el Área Contractual, el Operador indicó que recibirá dos versiones sísmicas en profundidad del procesado final del licenciamiento, las cuales consisten en:

- PSDM "Pre-Stack Depth Migration" con el algoritmo RTM "Reverse time migration", y
- PSDM "Pre-Stack Depth Migration" con el algoritmo Kirchhoff.

De lo anterior se advierte que, con la adquisición del Estudio Campeche 3D WAZ se obtendrá un reprocesado sísmico en profundidad PSDM en su versión RTM, y además, un procesado sísmico en profundidad PSDM con el algoritmo Kirchhoff.

La complejidad geológica representa uno de los principales retos en el Área Contractual, por lo cual es necesario contar con una adecuada imagen del subsuelo en aquellas áreas que presentan pérdida en la señal sísmica y por ende un deterioro en la imagen estructural del subsuelo.

En relación con lo anterior, el Operador refiere que el estudio contemplado en el Escenario A es de carácter regional. Por lo anterior, el Operador considera necesario en su Escenario B, un reprocesado de 562 km<sup>2</sup>, utilizando el dato multicliente "Campeche 3D WAZ", el cual buscaría generar una imagen detallada del subsuelo, que permita la adecuada definición de las trampas geológicas con fuerte influencia de la tectónica salina presente en el área.

Partiendo de los CMP "Common MidPoint", gathers procesados en tiempo para obtener datos sísmicos migrados en el dominio de la profundidad PSDM. El producto final de dicha actividad sería un volumen de datos sísmicos 3D migrados

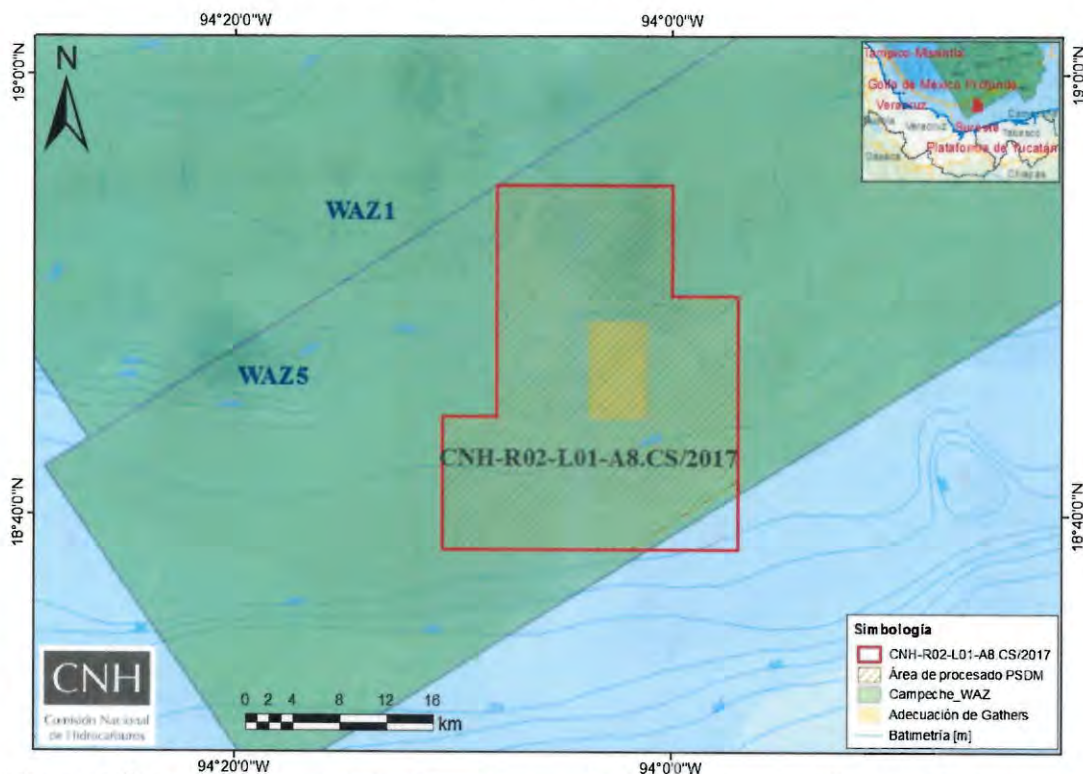
Handwritten signature and initials in blue ink, including a large 'g' and '777'.



en profundidad con anisotropía TTI “*Tilted Transverse Isotropic*” con el algoritmo RTM a 40 Hz, por mínimos cuadrados. Este procesado permitiría una mayor definición en las trampas subsalinas y generaría una imagen detallada del subsuelo a partir de los datos sísmicos en tiempo procesados, con el propósito de dar mayor certidumbre a los prospectos visualizados.

Adicionalmente, en el escenario B se prevé la adecuación de 40 km<sup>2</sup> de *gathers* correspondientes al estudio “Campeche 3D WAZ”, con lo que se espera obtener información sísmica con calidad suficiente para realizar dos estudios de procesos especiales (AVO), los cuales serían utilizados durante la evaluación y selección del prospecto y reducirían la incertidumbre asociada con la presencia de fluidos del prospecto seleccionado.

Las actividades del reprocesado sísmico descritas anteriormente se encuentran documentadas y detalladas en el Plan anexo al presente Dictamen.



**Figura 5.** Área de reprocesado de datos sísmicos del Área Contractual (Fuente: Comisión con datos del Operador).

*[Handwritten signature and initials]*

Al respecto la Comisión advierte que, la acreditación de Unidades de Trabajo será factible únicamente sobre la adquisición, procesamiento y reprocesamiento de información sísmica en el Área Contractual y en los términos definidos en el apartado III.4 del presente dictamen.

Adicionalmente, para la ejecución de las actividades de reprocesamiento de información sísmica 3D dentro del Área Contractual, el Operador deberá presentar el Aviso correspondiente, en términos de los artículos 5, 26, 27 y 33 de las *Disposiciones de Autorización de Reconocimiento y Exploración Superficial* (en adelante ARES), emitidas por la Comisión. Asimismo, para la realización de las actividades de reprocesamiento sísmico 3D fuera del Área Contractual, el Operador deberá contar con la autorización correspondiente, en términos de los artículos 4, 7, 8, 9 y 16, 26, 27, 30 y 33 de las *Disposiciones de ARES*, emitidas por la Comisión. Lo anterior sin detrimento del cumplimiento de las demás obligaciones que deba atender en materia de ARES.

### III.2.2 Estudios exploratorios

La actividad programada en ambos escenarios operativos estará enfocada a la evaluación del potencial petrolero, con la adecuada jerarquización de los prospectos documentados, para fortalecer la actual cartera de prospectos. El conjunto de estudios programados en el escenario A se identifica adecuado para reducir la incertidumbre exploratoria. Además, en el escenario B, el reprocesado de sísmica 3D y los estudios exploratorios permitirían confirmar el prospecto a perforar. El resumen de los estudios exploratorios se presenta en la tabla 2. La descripción detallada de estos estudios exploratorios se encuentra contenida en el Plan de Exploración anexo al presente dictamen.

El estudio del modelo estático documentado en el escenario B, en caso de concretarse, tendrá por objeto proporcionar las bases necesarias para la documentación de un programa de evaluación, mismo que deberá someterse a aprobación de la Comisión, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 17 de los





Lineamientos, a fin de que el Operador pueda abordar la etapa de evaluación de los eventuales descubrimientos.

Nombre del estudio	Objetivos	Alcances
Estudio de interpretación geológica-geofísica del Cenozoico.		
Estudio de visualización, jerarquización y selección de oportunidades.		
Estudio de Evaluación y documentación del prospecto seleccionado (Evaluación de recursos prospectivos)		
Estudio de interpretación geológica-geofísica del Mesozoico		
Estudio de actualización, jerarquización y selección de prospectos.		
*Estudio de procesos especiales del Cenozoico		
*Estudio de procesos especiales del Mesozoico		
*Estudio de Caracterización (Modelo estático)		

\* Estos contemplados en el Escenario B, su realización sucesiva o independiente, estaría sujeta a los resultados que se obtengan de las actividades de Escenario A.

**Tabla 2.** Estudios exploratorios programados en el Plan (Fuente: Comisión con datos del Operador).

*Handwritten marks:*  
 A  
 777  
 EE

### III.2.3. Perforación de prospectos exploratorios

El Escenario A no considera la perforación de prospectos exploratorios. No obstante, en el Escenario B el Operador plantea perforar el prospecto Pinacatl-1. Adicional a este prospecto, el Operador documentó una cartera de 6 oportunidades exploratorias adicionales, Caxtolli-1, Cocone-1, Inin-1, Quauhtli-1, Mistle-1 y Tocatl-1 (figura 6).

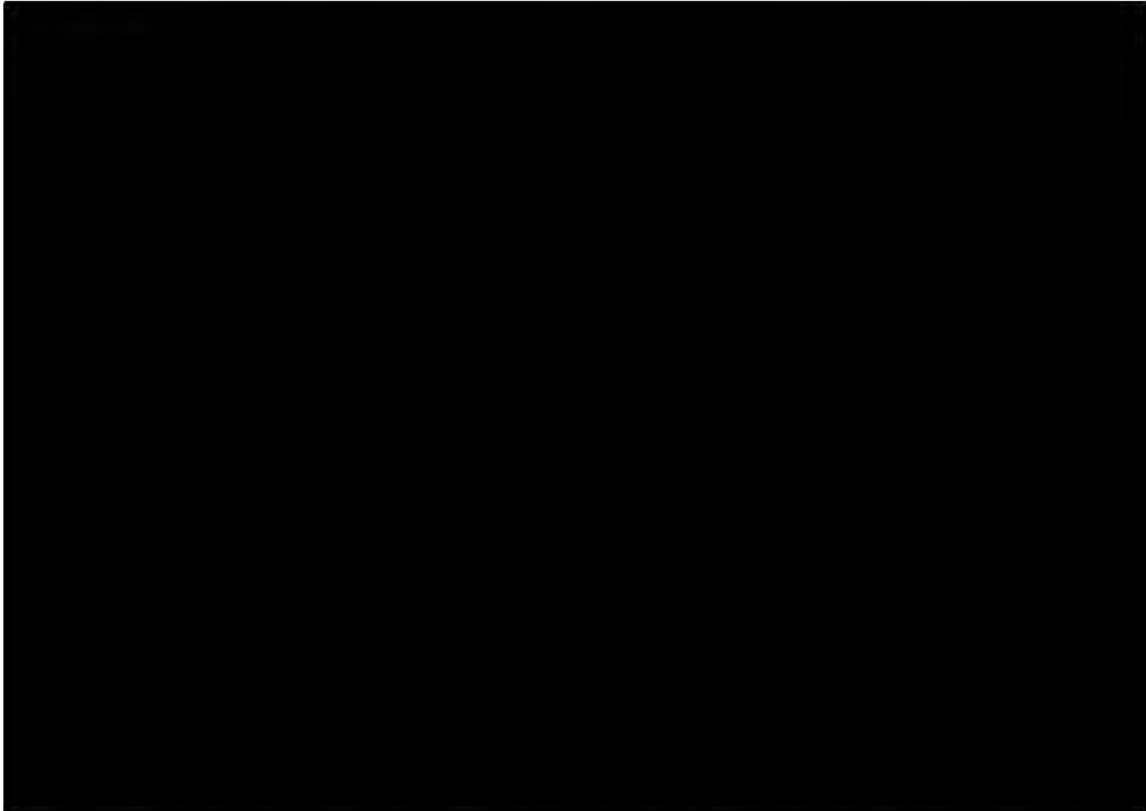


Figura 6. Mapa de prospectos en el Área Contractual (Fuente: Comisión con datos del Operador).

El prospecto Pinacatl-1 se encuentra en un tirante de agua de 210 m, fue identificado en una trampa combinada en la parte central del Área Contractual, con objetivo geológico en el Mioceno Inferior (figura 7). De manera preliminar, el Operador indica que este pozo se perforaría con trayectoria vertical a 4,500 m, utilizando una plataforma semisumergible. El tipo de hidrocarburo esperado es aceite ligero. Los recursos prospectivos a la media, sin riesgo, asociados a este prospecto son [REDACTED]

Handwritten notes in blue ink: a large 'Q', the number '777', and the initials 'EE'.





**Figura 7.** Perfil sísmico y mapa estructural con la ubicación del Prospecto Pinacatl-1 (Fuente: Operador).

Cabe mencionar, que la perforación del prospecto Pinacatl-1 depende del análisis que se realice en el procesado sísmico migrado en profundidad y del resultado de los estudios exploratorios programados.

Las oportunidades exploratorias Caxtolti-1, Cocone-1, Inin-1, Quauhtli-1, Mistle-1 y Tocatli-1 no fueron consideradas en los escenarios operativos de perforación del Plan, ni en el programa de inversiones asociado, por lo que, en caso de que el Operador manifieste interés en perforar alguna de estas 6 oportunidades, deberá solicitar la modificación al Plan para su inclusión como prospectos a perforar.

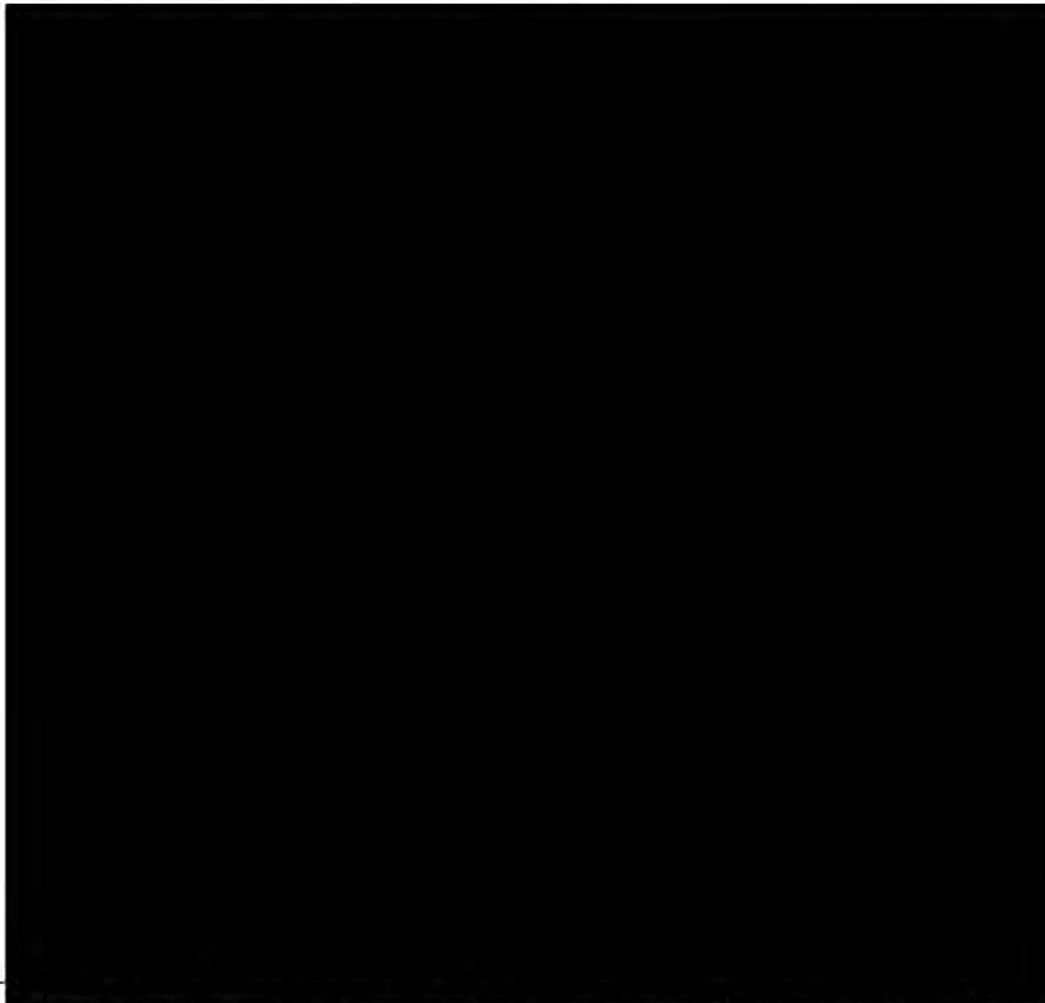
#### III.2.4. Abandono temporal de los pozos

Con el objetivo de asegurar cada pozo que se perfore y que no represente algún riesgo para el personal, el medio ambiente o para las instalaciones, una vez concluida la perforación y/o las pruebas de formación, de así requerirlo, el Operador deberá realizar el abandono temporal o definitivo de los pozos perforados. El taponamiento de los pozos deberá llevarse a cabo en apego con las mejores prácticas de la industria y de conformidad con las normas y regulaciones aplicables.

*Handwritten marks:*  
A large blue checkmark or signature.  
The number "111" written in blue.  
The initials "EE" written in blue.

### III.3 Metas físicas e inversiones del Plan de Exploración

En función de lo señalado en este apartado, las actividades e inversiones a desarrollar, se resumen en la tabla 3, incluyendo las actividades que darían cumplimiento al Programa Mínimo Trabajo. Se identifica en las actividades documentadas por el Operador que, además de los estudios factibles de acreditar Unidades de Trabajo, realizaría estudios adicionales, necesarios para la adecuada evaluación del potencial en el Área Contractual, el detalle se encuentra en el apartado III.7 del presente dictamen.



**Tabla 3.** Actividades e inversiones del Plan de Exploración (Fuente: Comisión con datos del Operador).

El sustento documental para la ejecución del Plan de Exploración, respecto a las Actividades Petroleras contempladas, en relación con el procesamiento e

*Handwritten signature or mark.*

*Handwritten initials or mark.*



interpretación sísmica, así como estudios exploratorios y la posible perforación de prospectos, fue presentado por el Operador como parte integrante del Plan de Exploración.

Al respecto, previo a la ejecución de las actividades consideradas en el Escenario B, el Contratista deberá dar aviso de la continuidad de los trabajos de exploración una vez que determine los resultados de las actividades considerados en el Escenario A. Asimismo, deberá incluirlas en el Programa de Trabajo anual y Presupuesto asociado correspondiente, con el nivel de detalle que establezca la normatividad aplicable para el periodo en que se realicen.

#### III.4 Programa Mínimo de Trabajo

El compromiso adquirido por el Operador es el de realizar 2,600 Unidades de Trabajo como Programa Mínimo de Trabajo (PMT), sin Incremento en el Programa Mínimo, es decir, al Periodo Inicial de Exploración se asocia un total de 2,600 Unidades de Trabajo.

La meta por alcanzar con el Plan propuesto por el Operador y conforme a su cómputo, en el Escenario A es de 3,251 Unidades Trabajo, en el Escenario B es de es de 54,867 Unidades Trabajo, como se detalla en la tabla 4. Con lo cual se identifica que, de ejercerse cualquiera de los escenarios operativos del Plan, se podría dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo.

Las actividades reflejadas en el presente Apartado y documentadas por el Operador en el Plan de Exploración podrán acreditar Unidades de Trabajo. Dicha acreditación de Unidades de Trabajo por parte de la Comisión estará sujeta al cumplimiento total y suficiente de las actividades factibles de acreditar de Unidades de Trabajo, y únicamente en los términos definidos en el Anexo 5 del Contrato.

En relación con el programa preliminar de adquisición de información asociado a la perforación del prospecto exploratorio documentado en el Plan de Exploración, la acreditación de las Unidades de Trabajo por registros geofísicos, núcleos, MDT, PVT y demás actividades documentadas en el Plan, estará sujeta a lo establecido en el numeral 12 del Anexo 5 del Contrato.

Actividad	Unidad	Cantidad	Unidades de trabajo	Sumatoria de Unidades de trabajo
Adquisición y procesado de sísmica 3D WAz (Licenciamiento, PSDM Kirchoff)	km <sup>2</sup>	562	4	2,248
Reproceso de información sísmica 3D existente (Licenciamiento, PSDM RTM)	km <sup>2</sup>	562	1.25	703
Interpretación sísmica	Área contractual	2	100	100
Evaluación de recursos prospectivos	Área contractual	3	200	200
<b>Total Escenario A:</b>				<b>3,251</b>
Reproceso de información sísmica 3D existente (PSDM TT), con RTM a 40 Hz)	km <sup>2</sup>	48*	1.25	60
Perforación del Prospecto Pinacatl-1	m	4,500	TA: 210 m	48,000
Toma de información pozo Pinacatl-1	-	-	-	3,256
Modelo estático	Por estudio	1	300	300
<b>Total Escenario B:</b>				<b>54,867</b>

\* Área de reprocesado de sísmica 3D factible de acreditar Unidades de Trabajo, considerando lo establecido en el numeral 15 del Anexo 5 del Contrato.

**Tabla 4.** Actividades y Unidades de Trabajo (Fuente: Comisión con datos del Operador).

### III.5 Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto.

En cumplimiento a las Cláusulas 10.2 y 12.2 del Contrato y al Anexo VII, apartado VI de los Lineamientos, el Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto asociados al Plan de Exploración, fueron presentados por el Operador como Anexo al Plan de Exploración.

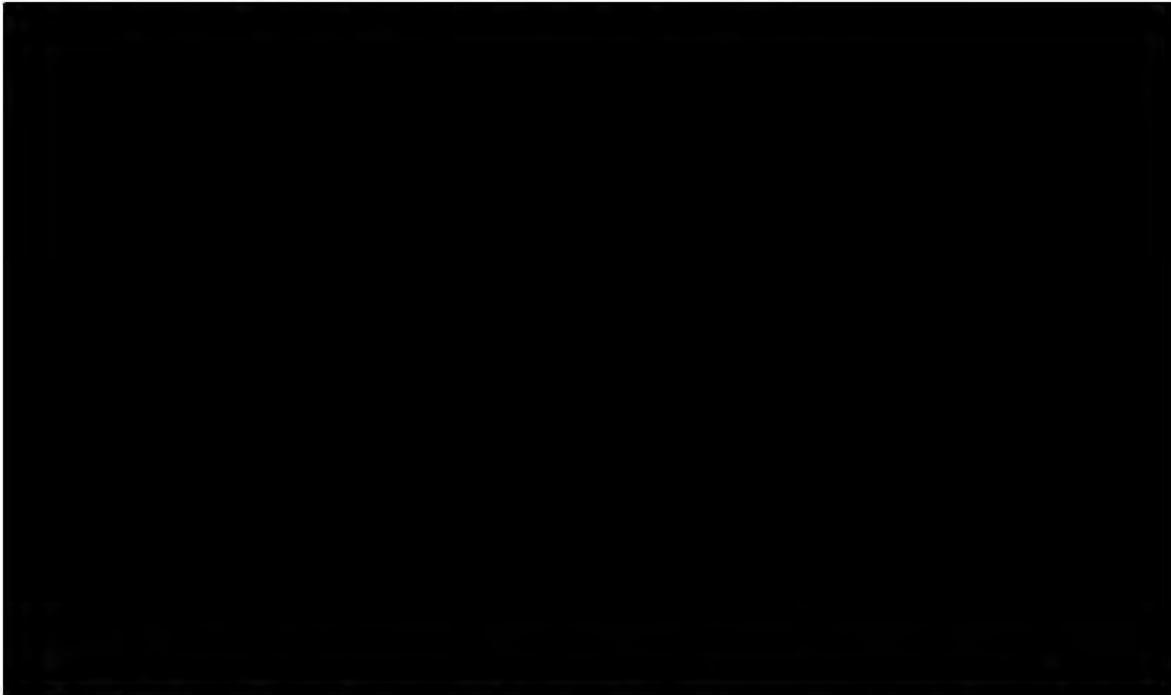
### III.6 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles reservas a incorporar

En su Plan de Exploración, el Operador señala una estimación preliminar de recursos prospectivos a la media sin riesgo de [REDACTED]

*Handwritten signature and initials in blue ink.*



petróleo crudo equivalente), asociados a los 7 prospectos documentados, Pinacatl-1, Caxtolli-1, Cocone-1, Inin-1, Quauhtli-1, Mistle-1 y Tocatli-1, con una posible incorporación de aceite ligero para el prospecto Pinacatl-1, factible a ser perforado en la ejecución del Plan, como se muestra en la tabla 5.



**Tabla 5.** Estimación de recursos prospectivos y posibles reservas a incorporar (Fuente: Comisión con datos del Operador).

Como se observa en la tabla, para el Escenario operativo B los posibles recursos a incorporar son [REDACTED] con la perforación del prospecto Pinacatl-1.

### III.7 Análisis de inversiones

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

En virtud de lo anterior, la aprobación del Plan de Exploración implica un análisis económico del citado Programa de Inversiones conforme al catálogo de cuentas del

Handwritten marks: a checkmark and the number 777.

numeral 8 de 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 en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 6 de marzo de 2015, y sus modificaciones, publicadas también en el DOF el 6 de julio de 2015 y el 28 de noviembre de 2016 (Lineamientos de Costos de la SHCP).

El análisis económico correspondiente, cuyos resultados se presentan a continuación se elaboró para las Sub-actividades Petroleras: General, Geología, Geofísica, Otras Ingenierías, Ingeniería de Yacimientos, Seguridad, Salud y Medio Ambiente, y Perforación de Pozos.

#### Programa de Inversiones

El análisis del Programa de Inversiones asociado al Plan de Exploración se compone de cinco elementos principales: Criterios y fuentes de información; Descripción de los escenarios de Inversión; Descripción de las inversiones programadas para cada escenario; Análisis del Programa de Inversiones de cada escenario y; Opinión.

##### a) Criterios y fuentes de información

Con base en el criterio de evaluación de las **Mejores Prácticas de la Industria**, las inversiones programadas se evalúan una a una comparando cada costo respecto a un rango de referencia con el fin de determinar la consistencia entre los costos proyectados por el Operador y los precios de mercado.



Con el fin de determinar el rango de referencia aplicable en cada caso, es necesario seleccionar la mejor referencia de mercado disponible, conforme a las siguientes alternativas (figura 8):



Figura 8. Alternativas para determinar rango de referencia (Fuente: Comisión).

De acuerdo con las alternativas presentadas en la figura 8, el rango de referencia para cada costo se selecciona considerando cualquiera de las siguientes opciones:

- i. consultar una base de datos internacional, si esta base cuenta con un precio de referencia se utiliza;
- ii. siempre que existan conceptos similares, comparar los costos presentados por el Operador con los costos de otros proyectos dictaminados por la Comisión e integrarlos al análisis;
- iii. consultar especialistas del sector a fin de tener un rango de precios de referencia. Si es posible establecer una referencia, se integra al análisis;
- iv. solicitar justificación formal a Operador a fin de determinar la mejor referencia de precios de mercado.

Una vez que, con la mejor información disponible, se establece la referencia puntual de mercado, se construye un intervalo de confiabilidad respecto a dicha referencia. Lo anterior resulta en un **rango de referencia** que se establece caso por caso. Dicho rango o intervalo de confiabilidad se establece con base en la recomendación

de una compañía internacional especializada en costos, conforme al siguiente criterio:

- i. El valor mínimo del rango se establece como un -10% respecto a la referencia puntual
- ii. El valor máximo del rango se establece como un +20% respecto a la referencia puntual

#### b) Descripción de los escenarios de Inversión

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 de Costos de la SHCP.

El Operador ha manifestado que, dependiendo de la evolución de la estrategia exploratoria, dos potenciales escenarios de inversión están siendo considerados (Escenario A y Escenario B). Según refiere, el Escenario A considera las actividades que se realizarán para dar cumplimiento al PMT, mientras que el Escenario B contempla tareas alternativas o adicionales que pudieran o no llevarse a cabo (total o parcialmente) durante el Periodo Inicial de Exploración siempre que se cumpla con el Programa Mínimo de Trabajo.

#### c) Descripción de las inversiones programadas: Escenario A

Como parte del Escenario A, el Operador propone realizar actividades inherentes a la gestión del proyecto; actividades de adquisición, acondicionamiento e interpretación sísmica 3D WAZ; estudios geológicos de detalle, y actividades de Seguridad, Salud y Medio Ambiente. El monto de inversión considerado para la ejecución este escenario es de [REDACTED] y se distribuye de la siguiente manera:

---

<sup>1</sup> Dólares de los Estados Unidos



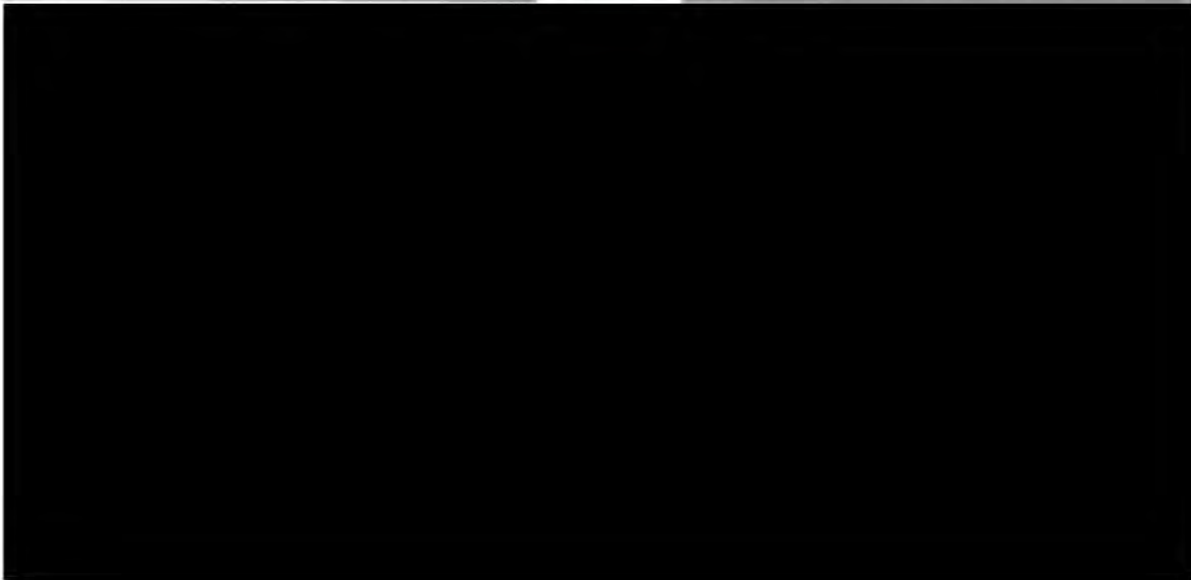


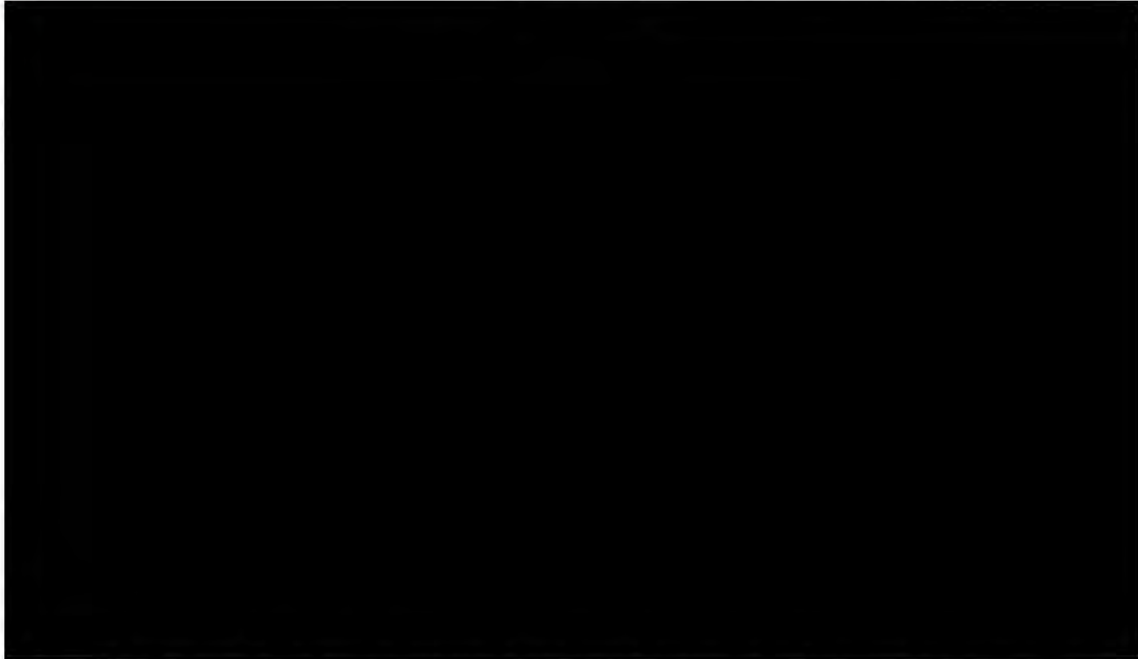
Tabla 6. Escenario A: Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera  
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

#### d) Análisis del Programa de Inversiones: Escenario A

De conformidad con lo establecido en el apartado a) *Criterios y Fuentes de Información*, fueron estimados los rangos de referencia por Sub-actividad Petrolera acorde a las actividades (y sus inversiones asociadas) propuestas por el Operador. El resultado de este análisis se muestra en la figura 10, a continuación.

---

<sup>2</sup> Millones de dólares de los Estados Unidos

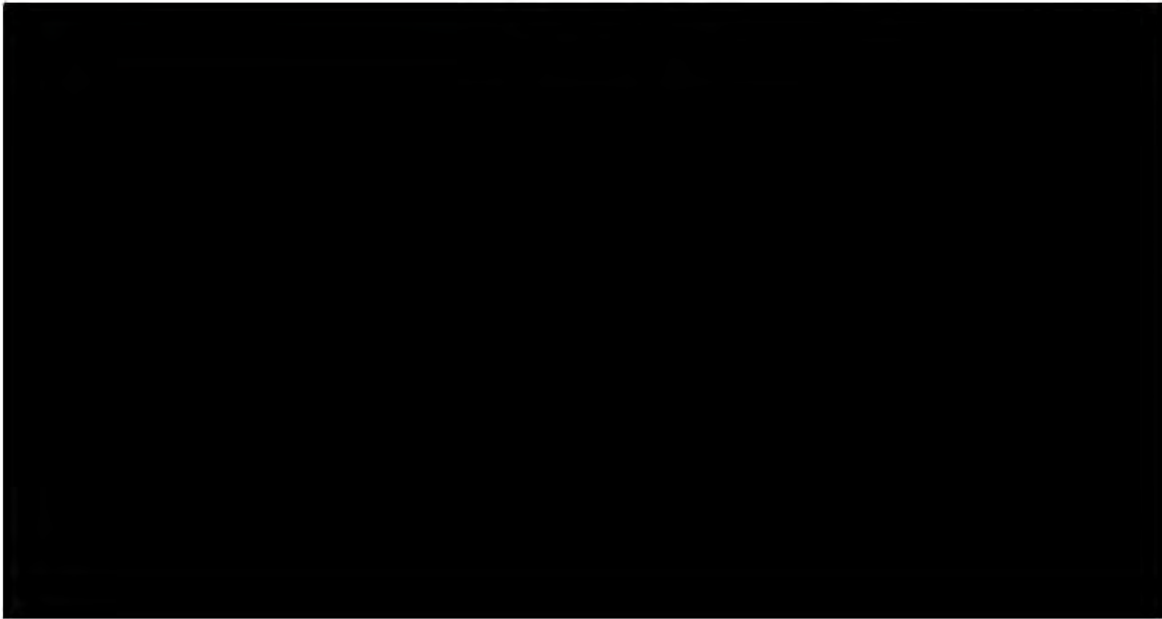


**Figura 10.** Escenario A: Rango de referencia de Costos asociados al Programa de Inversiones del Periodo Inicial de Exploración, montos en MMUSD (Fuente: Comisión con datos del Operador)

e) Descripción de las inversiones programadas: Escenario B

Como parte del Escenario B, el Operador propone realizar, además de las actividades contempladas en el Escenario A, lo siguiente: actividades de reprocesado sísmico 3D WAZ; dos estudios geológicos de detalle adicionales; un estudio de ingeniería de yacimientos, una Evaluación de Impacto Social, y la perforación de un pozo exploratorio (Pinacatl-1EXP). Por lo tanto, el monto de inversión considerado para la ejecución este escenario asciende a [REDACTED] y se distribuye de la siguiente manera:





**Tabla 7. Escenario B: Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera**

**f) Análisis del Programa de Inversiones: Escenario B**

De conformidad con lo establecido en el apartado a) *Criterios y Fuentes de Información*, fueron estimados los rangos de referencia por Sub-actividad Petrolera

acorde a las actividades (y sus inversiones asociadas) propuestas por el Operador. El resultado de este análisis se muestra en la figura 12, a continuación.

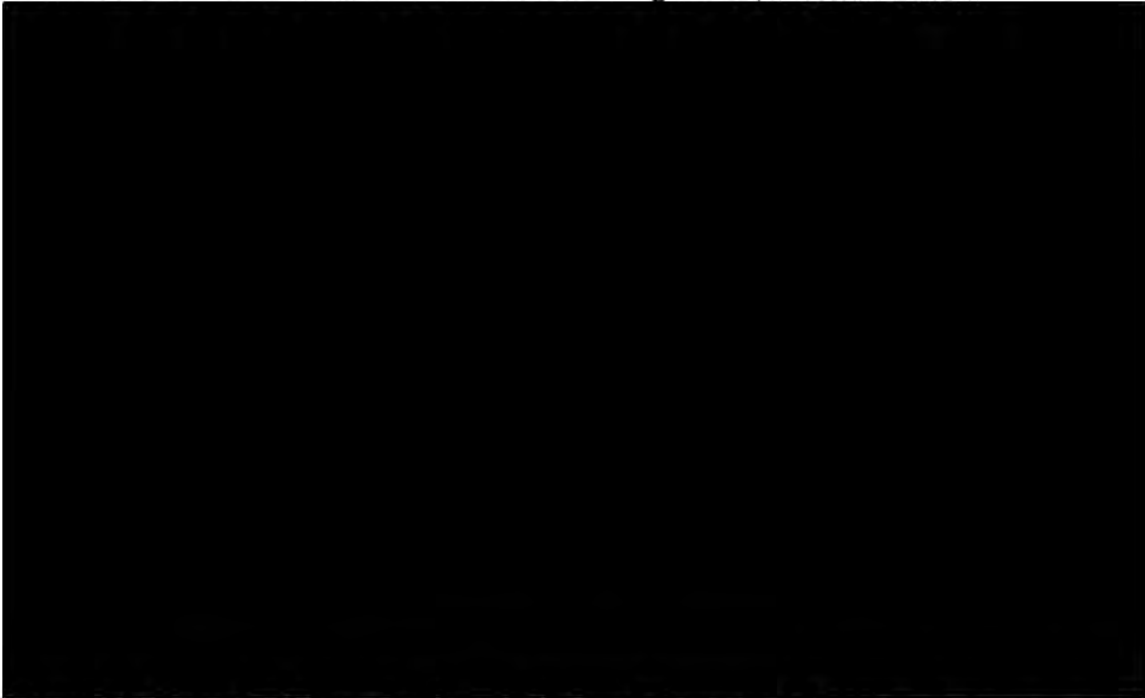


Figura 12. Escenario B: Rango de referencia de Costos asociados al Programa de Inversiones del Periodo Inicial de Exploración, montos en MMUSD (Fuente: Comisión con datos del Operador)

g) Opinión

Resultado de los análisis anteriores se observa que, el monto total de las inversiones propuestas por el Operador por Sub-Actividad Petrolera (en cualquiera de sus Escenarios A o B) se encuentran dentro del rango de precios establecido. En tal virtud, la opinión de la DGEEE es favorable respecto a la aprobación del Plan de Exploración en los términos económicos solicitados por el Operador. Sin embargo, se advierte que, para efectos de la Recuperación de Costos, cualquier Costo efectivamente incurrido podrá ser considerado Costo Recuperable sólo si éste cumple con todos los requisitos previstos en el Contrato, en los Lineamientos de la SHCP, y los Procedimientos Contables requeridos. Lo anterior, conforme a lo establecido en la Cláusula 12.6 y el Anexo 4 del Contrato.

Handwritten marks in blue ink, including a vertical line, a checkmark-like symbol, and the number '27'.



#### 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-L01-A8.CS/2017, 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
- Procesamiento e interpretación de información sísmica
- 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.430.2018.383 recibido el 8 de octubre de 2018, que *“con base en la información presentada, se considera probable que se cumplan las obligaciones de contenido nacional para el Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017; en consecuencia, esta Unidad tiene una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional para la etapa de Exploración presentado por PEMEX. Sin embargo, se sugiere que el Asignatario revise el porcentaje de contenido nacional del escenario A, ya que éste discrepa de manera importante con el escenario B y de la base de datos histórica de contenido nacional en áreas similares”*. Lo anterior, acorde con lo establecido en la Cláusula 20.3 del Contrato.

Asimismo, en relación con el Programa de Transferencia de Tecnología, acorde con lo establecido en las Cláusulas 20.3 y 20.5 del Contrato, la Secretaría de Economía

comunicó mediante oficio UCN.430.2018.254, recibido en la Comisión el 24 de julio de 2018 lo siguiente:

*"...que esta Unidad tiene una opinión favorable del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología propuesto para el Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017.*

*Sin perjuicio de lo anterior y considerando que las actividades de dicha empresa se encuentran en las fases iniciales de exploración, el Contratista deberá informar a esta Unidad las actividades que llevará a cabo para la implementación de dicho programa, a fin de que éste corresponda a las etapas de ejecución de los Planes de Exploración de referencia." [sic]*

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, la ASEA informó a esta Comisión mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0675/2018, recibido en la Comisión el 22 de junio de 2018 que, *La Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos, ingresó el 18 de julio de 2016, la solicitud de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y de la Clave Única de Registro del regulado (CURR). El 09 de agosto de 2016, esta AGENCIA asignó a la Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos la Clave Única de Registro del regulado: ASEA-PEM16001C. Lo anterior en relación con lo establecido en la Cláusula 4.1 del Contrato.*

Cabe señalar que por Acuerdo CNH.E.07.001/18 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 Operadores Petroleros acrediten haber iniciado el procedimiento respectivo ante ASEA, 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 reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos, procura materializar 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

*Handwritten marks: a large blue checkmark, the number 777, and the initials HE.*



Reguladores Coordinados en Materia Energética, motivo por el cual se contempla la emisión de la presente Resolución sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.

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

### VI.1. Consideraciones

De la revisión y análisis realizado a la información proporcionada por el Operador en los apartados que anteceden, se advierte que las actividades programadas permitirán consolidar nuevo conocimiento geológico del subsuelo, a través del procesamiento de información sísmica 3D y la ejecución de estudios exploratorios. Además de la posible perforación de un prospecto exploratorio, acorde a los objetivos planteados por el Operador.

#### 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 a nivel internacional para la evaluación del potencial petrolero, mediante estudios exploratorios orientados a la maduración y selección de prospectos y técnicas de reprocesamiento sísmico de última generación. Lo anterior, en relación con la cadena de valor del proceso exploratorio, con lo cual se concluye que, se aplicarían las Mejores Prácticas.
- **Incorporación de reservas.** De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos y riesgo geológico presentados por el Operador en el Plan de Exploración, la Comisión identifica que, en caso de ejecutarse el Escenario B se plantearía una posible incorporación de recursos asociados de aceite ligero asociada a la perforación del prospecto Pinacatl-1 por un volumen de [REDACTED]

lo cual es acorde a lo establecido en el artículo 15 fracción II de los Lineamientos y da cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato.

- **Delimitación del área.** La delimitación asociada a descubrimientos no es posible en esta fase inicial de la exploración, sin embargo, de comprobarse la existencia de yacimientos tras la perforación de algún prospecto, se deberá proceder a la caracterización y delimitación de éste, bajo el amparo de un Programa de Evaluación. Por lo anterior, se advierte que en el Plan de Exploración no hay materia para la delimitación del área a la 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, toda vez que mediante la integración y correlación de los resultados derivados de los estudios exploratorios, procesamiento de información sísmica y la posible perforación de un prospecto, se dispondrá de un mayor entendimiento del subsuelo, a nivel regional y particularmente a nivel del área prospectiva, que permitirá identificar los elementos de riesgo e incertidumbre geológica y reevaluar el potencial petrolero a través de un sustento técnico más consolidado.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** En relación con la estrategia exploratoria propuesta por el Operador y de sus actividades asociadas, particularmente la posible perforación de un prospecto exploratorio, y en el supuesto del éxito de éste, el Operador estaría en posibilidades de avanzar a la etapa de incorporación de reservas de hidrocarburos, 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.** En relación con el Plan de Exploración propuesto, la Comisión concluye que, en los estudios a realizar resalta la aplicación de metodologías, tecnologías y algoritmos de última generación en el procesado de información sísmica definidos en el Plan, cuya aplicación resultaría adecuada para mejorar considerablemente la calidad de la imagen sísmica. El procesado sísmico será el sustento de los estudios exploratorios, mismos que coadyuvarán a evaluar el potencial petrolero del área y reducir el riesgo geológico. Con lo cual se advierte que, la propuesta de la tecnología a utilizar es acorde con las mejores prácticas de la industria.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración.** De acuerdo con la información presentada en el Plan de Exploración, la Comisión concluye que, los resultados que el Operador planea obtener con las actividades exploratorias a desarrollar y sus respectivos tiempos de ejecución, se alinean a un proceso exploratorio acorde con la naturaleza geológica del Área Contractual, toda vez que, el Operador orientaría el desarrollo de actividades propias de la evaluación del potencial petrolero a la jerarquización de su cartera de prospectos y la posible perforación de prospectos en el Área Contractual.

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

- **Actividades programadas conforme al área a explorar.** De las actividades propuestas en el Plan de Exploración y en el sentido técnico que engloban la ejecución de éstas, se concluye que están justificadas, dado el conocimiento actual que se tiene y las características geológicas presentes en el Área Contractual.

Esta Comisión identifica que, la ejecución de las actividades propuestas al menos en el Escenario A, darían cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo. Respecto a los tiempos programados, resultan acordes con la etapa del proceso exploratorio y los elementos técnicos en los que se basa la estrategia exploratoria, ya que permitirían acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y la eventual incorporación de recursos si resultara exitoso el pozo exploratorio.

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 inversiones programadas.** Al respecto, se advierte que el Operador presentó el Programa de Inversiones, mismo que contempla un monto de [REDACTED] millones de dólares para el Escenario A, de [REDACTED] millones de dólares 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.
- **Las consideraciones para la evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas 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 Operador, son adecuadas para alcanzar los objetivos planteados, orientados a la evaluación del potencial petrolero y la consolidación de una cartera de prospectos para que, en su caso, sirva de base para avanzar en la cadena de valor de la exploración.
- **Pronóstico de la incorporación de reservas.** Con la posible perforación de un prospecto exploratorio documentado en el Plan de Exploración, se plantea un posible escenario de incorporación reservas. Asimismo, la evaluación del potencial petrolero del Área Contractual podría brindar la posibilidad de incorporar recursos prospectivos adicionales durante el Período Inicial de Exploración.
- **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 Operador propone utilizar se apegan, en términos técnicos, con la estrategia exploratoria, objetivos y alcances definidos en el Plan de Exploración, lo cual resulta acorde con las utilizadas en el contexto internacional. Cabe señalar que, el enfoque de los estudios exploratorios está orientado hacia la evaluación del potencial petrolero, con lo que se espera evaluar los elementos del sistema petrolero, reducir la incertidumbre geológica



asociada a los diversos *plays*, jerarquizar la cartera de prospectos y posiblemente llevar a cabo la perforación de un prospecto exploratorio.

## 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 Operador Pemex Exploración y Producción, correspondiente al Contrato CNH-R02-L01-A8.CS/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con los artículos 7 y 8 de los Lineamientos, 39 fracciones I, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, las actividades planteadas 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, 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 Operador cuente con los elementos técnicos necesarios que permitan definir si ejecutará además del escenario A, el escenario B al amparo del Plan de Exploración aprobado por esta Comisión, deberá notificarlo a este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, a fin de dar a conocer el Escenario operativo a desarrollar.

**Elaboraron**

**Ing. Héctor Martínez Lima**  
Director de Área

**Validaron**

**Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez**  
Director General de Dictámenes de  
Exploración



**Mtra. Bertha Leonor Frías García**  
Directora General Adjunta de  
Evaluación de Contratos y  
Asignaciones



**Lic. María Adamelia Burgueño  
Mercado**  
Directora General de Estadística y  
Evaluación Económica

**Autorizó**

**Dr. Faustino Monroy Santiago**  
Titular de la Unidad Técnica de Exploración

La información que se testó en la presente versión pública, se testó 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, en virtud de que 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, así como aquella que presentaron los particulares y que tienen el derecho de ello, además de que 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: Le presente versión pública se aprobó mediante Resolución PER-06-2021 a través de sesión permanente del Comité de Transparencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de fecha dos de marzo de dos mil veintiuno.