



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Plan de Exploración

Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017

Área Contractual 10 Cuencas del Sureste

Operador:

Eni México, S. de R.L. de C.V.

Septiembre de 2018

Contenido

<u>I.</u>	<u>DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO.</u>	<u>3</u>
I.1.	DATOS DEL CONTRATISTA _____	3
I.2.	DATOS DEL CONTRATO _____	3
I.3.	DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL _____	4
<u>II.</u>	<u>RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DEL PLAN</u>	<u>5</u>
<u>III.</u>	<u>CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO</u>	<u>6</u>
III.1.	ANTECEDENTES EXPLORATORIOS _____	7
III.2.	PLAN DE EXPLORACIÓN _____	8
III.2.1	REPROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN SÍSMICA _____	11
III.2.2	ESTUDIOS EXPLORATORIOS _____	13
III.2.3.	PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS _____	14
III.2.4.	ABANDONO TEMPORAL DE LOS POZOS _____	20
III.3	METAS FÍSICAS E INVERSIONES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN _____	20
III.4	PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO _____	21
III.5	PRIMER PROGRAMA DE TRABAJO Y PRIMER PRESUPUESTO. _____	23
III.6	RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RESERVAS A INCORPORAR _____	23
III.7	ANÁLISIS DE INVERSIONES _____	24
<u>IV.</u>	<u>MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN</u>	<u>34</u>
<u>V.</u>	<u>PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN</u>	<u>34</u>
<u>VI.</u>	<u>TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PLAN DE EXPLORACIÓN.</u>	<u>36</u>
VI.1.	CONSIDERACIONES _____	36
VI.1.1.	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS. _____	36
VI.1.2.	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA. _____	37
VI.1.3	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN I DE LOS LINEAMIENTOS. _____	38
VI.2	DICTAMEN TÉCNICO _____	40

El presente dictamen se refiere al Plan de Exploración (en adelante, Plan) del Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017 (en adelante, Contrato), sometido para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) por Eni México, S. de R.L. de C.V. (en adelante, Operador) en cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, mediante escrito Eni México-OUT-00102/2018, recibido en esta Comisión el 22 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, la identificación y maduración de prospectos exploratorios, determinando la probabilidad de éxito geológico asociado a ellos, para finalmente confirmar la presencia de acumulaciones comerciales de hidrocarburos mediante la perforación de dos prospectos exploratorios.

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

I.1. Datos del Contratista

El Contratista es Eni México, S. de R.L. de C.V., una sociedad mercantil y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, representada por el C. Federico Arisi Rota. Los responsables del Plan

I.2. Datos del Contrato

El Contrato CNH-R02-L01-A10.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 Operador estará obligado a concluir, al menos el Programa Mínimo de Trabajo durante el Período Inicial de Exploración. Lo anterior en cumplimiento a la Cláusula 4.2 y Anexo 5 del Contrato.

I.3. Datos del Área Contractual

El Área Contractual 10 asociada al Contrato (en adelante, Área Contractual), se encuentra en la parte marina de la Cuenca Salina, en aguas del Golfo de México, frente al litoral del estado de Tabasco (Figura 1), en la provincia petrolera Cuencas del Sureste. Cubre una superficie aproximada de 532.645 km², con tirantes de agua entre 250 y 600 m. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 1.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 41' 00"	19° 00' 00"
2	93° 32' 00"	19° 00' 00"
3	93° 32' 00"	18° 54' 00"
4	93° 44' 00"	18° 54' 00"
5	93° 44' 00"	18° 51' 30"
6	93° 50' 30"	18° 51' 30"
7	93° 50' 30"	19° 04' 00"
8	94° 41' 00"	19° 04' 00"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.

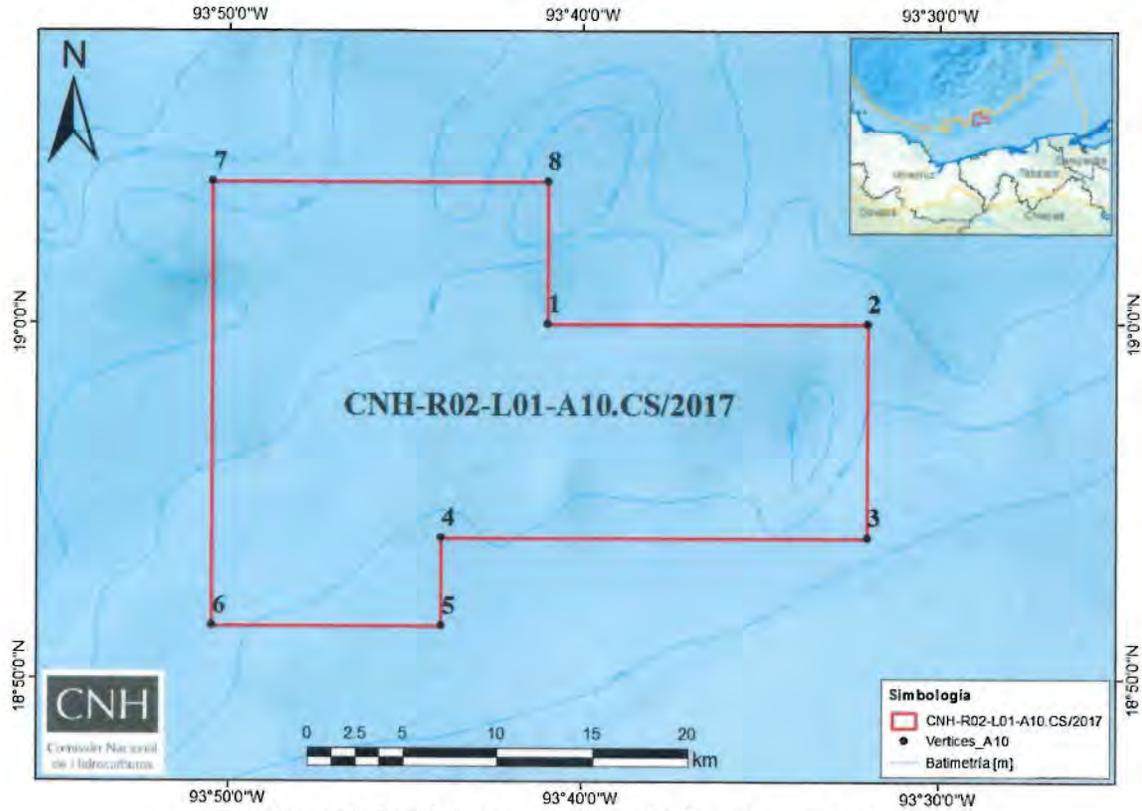


Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual.

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) y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, (en adelante, DGE EE), 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

Handwritten signatures and marks:
 A large blue checkmark-like signature.
 The initials "EE" in blue ink.
 The number "777" in blue ink.

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.023/2018 de la DGDE de la Comisión.

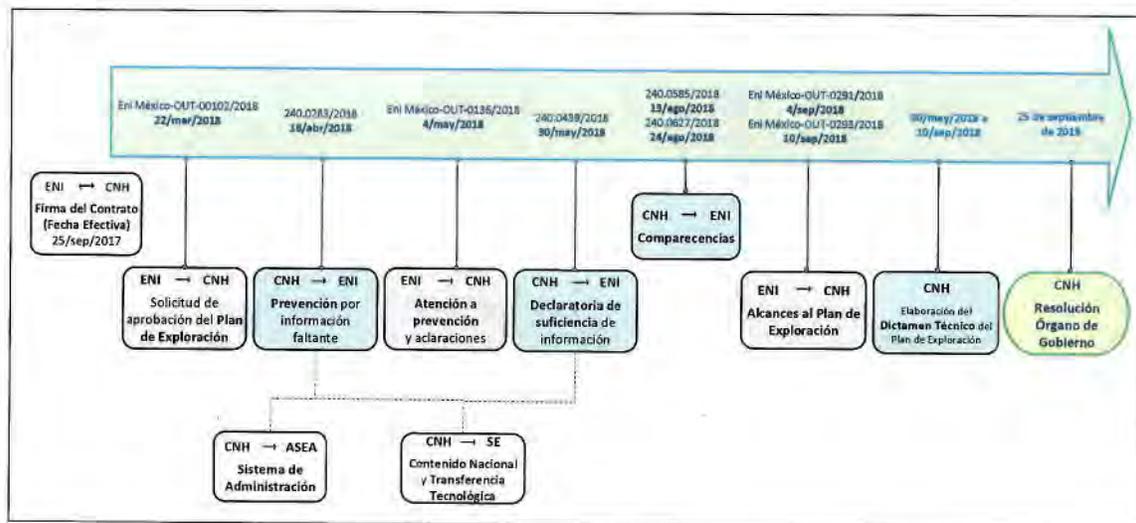


Figura 2. Proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución del Plan de Exploración.

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

Se verificó que las actividades propuestas por el 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 a 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" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de

Handwritten marks: A large blue checkmark, the initials "EE", and the number "777" are present in the bottom right corner of the page.

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, 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 el artículo 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.

III.1. Antecedentes Exploratorios

En el Área Contractual existe un levantamiento de sísmica 3D perteneciente al estudio Cequi 3D, con una cobertura de 2,285 km², el cual fue adquirido (en 2010) y procesado (en 2013) por CGG, cubriendo el 100% del Área Contractual. Este volumen migrado en profundidad antes de apilar (*Pre-Stack Depth Migration*) fue incluido en el paquete de datos de la Ronda 2.1.

Además, el Operador realizó la compra del dato sísmico Cequi 3D PSTM, tanto en su versión con filtro y con ganancia, como en la versión sin filtro y sin ganancia.

Dentro del Área Contractual no existen pozos perforados. No obstante, el Operador realizó una evaluación del área durante el proceso de Licitación del Área Contractual. En este contexto, el Operador realizó estudios regionales de interpretación geofísica, análisis petrofísico y distribución regional de los *plays*.

Asimismo, el Operador posee información del Área Contractual 1 de la Ronda 1.2, donde es Operador, misma que incluye los descubrimientos Amoca, Miztón y Tecoalli.

La información de antecedentes exploratorios se representa en la Figura 3 y se encuentra documentada en el Plan de Exploración anexo al presente dictamen.



Figura 3. Levantamientos sísmicos en el Área Contractual.

Con la información sísmica referida, el Operador creó una interpretación del marco regional en una gran parte de la región marina de la Cuenca del Sureste, caracterizada por la presencia de abundantes intrusiones salinas. Respecto a los antecedentes exploratorios, se identifica que 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.

III.2. Plan de Exploración

El Plan de Exploración está orientado a la evaluación del potencial petrolero que incluirá procesamiento y reprocesamiento sísmico, además de diversos estudios exploratorios, se jerarquizará un portafolio de oportunidades exploratorias con riesgos y recursos prospectivos asociados. Asimismo, se planea una posible incorporación de reservas mediante la perforación de dos prospectos exploratorios.

Las actividades propuestas por el Operador consideran el cumplimiento de las fracciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores

Handwritten marks: A blue checkmark, the initials "EF", and the number "777" are present in the bottom right corner of the page.

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 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 y son acordes a los objetivos del Plan, para la evaluación del potencial petrolero y la posible incorporación de reservas, en cumplimiento del objetivo del Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración.

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, la selección y perforación de al menos dos de ellos en el Área Contractual, lo cual permitiría maximizar el valor de ésta al término del Periodo Inicial de Exploración.

que, por su naturaleza, son técnicamente factibles de realizar en oficina. Lo anterior, sin detrimento de que el Período 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 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 y la posible 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 utilizada, el Operador llevó a cabo la compra de dos proyectos de datos sísmicos (Figura 5):

1. Compra del estudio sísmico "*Campeche South re-imaging*" (datos sísmicos 3D NAz) a la compañía *Western Geco* a través de un ARES (ARES-DSM-MX-15-3P2/451), cubriendo en su totalidad el Área Contractual. El objetivo de este estudio es obtener conocimiento regional de la Cuenca Salina que permita realizar estudios exploratorios regionales, así como el modelo del sistema petrolero y los estudios sedimentológico y estructural. Los productos de este estudio consistirían en:

- RTM "*Reverse time migration*" Migración pre-apilamiento en profundidad tipo RTM y conversión a tiempo
- KPSDM Migración pre-apilamiento en profundidad tipo Kirchhoff y conversión a tiempo
- Apilamientos parciales por ángulos. Volumen de ángulos cercanos, ángulos medios, ángulos lejanos y ángulos muy lejanos, en tiempo y profundidad
- Volumen de campo de velocidad RTM y Kirchhoff.

2. Compra de "*gathers procesados*" a la compañía *Searcher Seismic* del proyecto de reprocesado "*South Campeche Ultracube 3D*" proveniente de la unión de los levantamientos Holok-Alvarado 3D, Cequi 3D y Bolol Norte-Balche-Xulum 3D, que

la compañía *Searcher* adquirió mediante un ARES (ARES-SRC-AU-15-3B1/201) e incluye la totalidad de la superficie del Área contractual y un *buffer* de 657 km². Estos *gathers* se usarán para hacer un reprocesado sísmico en el Área Contractual, con el objetivo de mejorar la resolución de los prospectos exploratorios. Para este procesado de *gathers* se obtendrían los siguientes productos:

- Migración pre-apilamiento en profundidad tipo RTM y conversión a tiempo
- Migración pre-apilamiento en profundidad tipo Kirchhoff y conversión a tiempo
- Apilamientos parciales por ángulos. Volumen de ángulos cercanos, ángulos medios y ángulos lejanos. En tiempo y profundidad
- Volumen de campo de velocidad RTM y Kirchhoff.
- Inversión sísmica de los datos del área total y
- Atributos sísmicos para identificación de cuerpos sedimentarios.

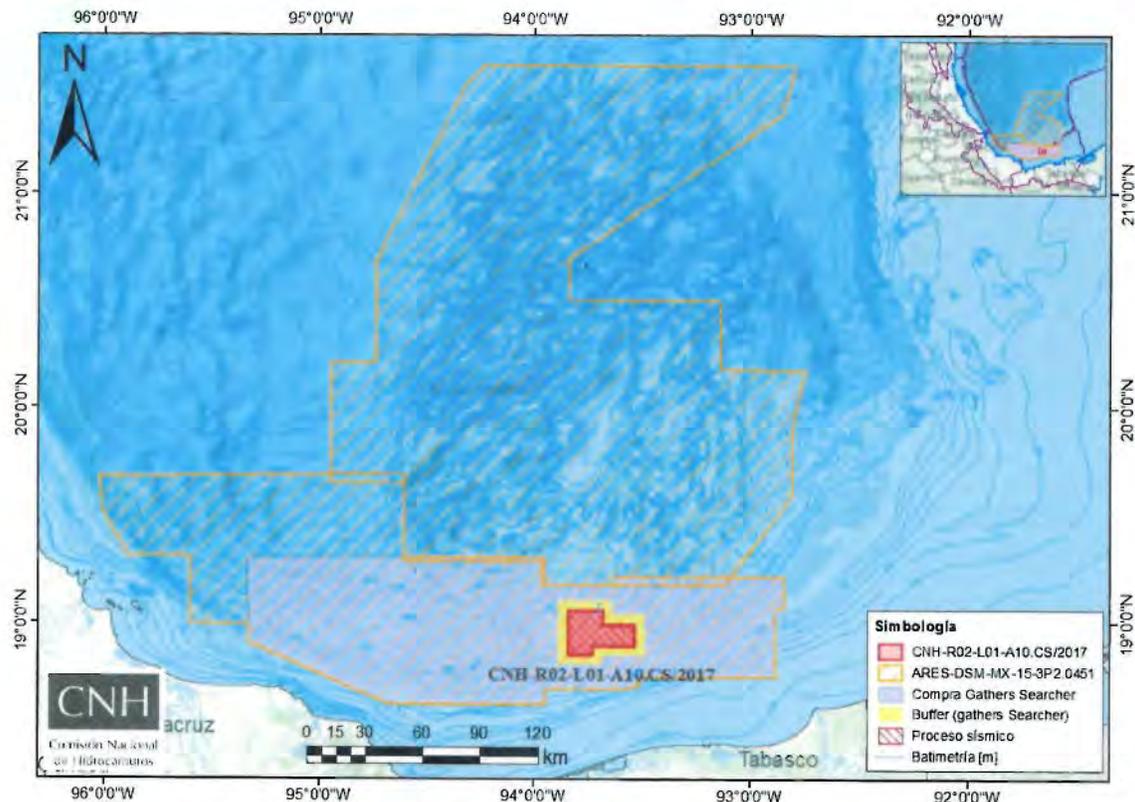


Figura 5. Área de reprocesado de datos sísmicos del Área Contractual.

EE
777

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 los términos definidos en el Anexo 5 del Contrato, como se indica 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

El Plan de Exploración considera una serie de estudios exploratorios que permitirían evaluar en su totalidad el Área Contractual e identificar aquellas zonas con mayor potencial para contener acumulaciones de hidrocarburos. Este conjunto de estudios, se identifican adecuados para reducir la incertidumbre exploratoria y permitirían al Operador confirmar los prospectos 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.

Estudio	Objetivos	Alcances
Estudio de sistema petrolero		

Handwritten marks:
 A
 EE
 777

Estudio	Objetivos	Alcances
Interpretación regional de los horizontes principales		
Estudio sedimentológico, deposicional y de ambiente y estudio de geología estructural		
Análisis de eficiencia de fallas como sello		
Estudio de geopresiones para la eficiencia del sello superior y presión de formación para el diseño de los pozos.		

Tabla 2. Estudios exploratorios programados en el Plan.

III.2.3. Perforación de prospectos exploratorios

Al momento de la presentación del Plan, el Operador refiere haber identificado 3 prospectos exploratorios en el Área Contractual (Figura 6). Bajo la consideración de que, esta área se encuentra aún en fase de maduración, el Operador ha definido dos posibles escenarios operativos para la perforación de prospectos, con los cuales prevé el cumplimiento al Incremento en el Programa Mínimo y que se pueden resumir de la siguiente manera:

- Escenario base 1: Perfora los prospectos Sáasken-1 y Sáasil-1
- Escenario base 2: Perfora los prospectos Sáasken-1 y Síina'an-1

El Operador señaló que, la decisión del prospecto a perforar en segundo lugar estará en función de los siguientes aspectos:



- El resultado de los estudios geológicos y geofísicos previstos como parte del programa de actividades del Plan.
- Con base en los resultados del primer pozo exploratorio, realizará un esquema de tipo bayesiano para disminuir el riesgo asociado a factores comunes, lo que contribuiría a la selección del segundo prospecto a perforar.
- Si el pozo Sáasken resulta exitoso, perforaría Sáasil como segundo prospecto, en caso contrario, se perforaría Síina'an.



Figura 6. Mapa de prospectos en el Área Contractual.

De lo anterior se identifica que, en cualquiera de los dos escenarios operativos, el Operador daría cumplimiento al Incremento en el Programa Mínimo, como se constata en el apartado III.4 del presente dictamen. Asimismo, se destaca que, ambos escenarios consideran la perforación del prospecto Sáasken en primer lugar, derivado que el Operador ha identificado indicadores directos de hidrocarburos en este prospecto.

Handwritten marks including a checkmark, a signature, and the number 777.

Como una alternativa para perforar un tercer prospecto, independiente del compromiso del Programa Mínimo de Trabajo y del Incremento en el Programa Mínimo, el Operador presentó dos escenarios adicionales (incrementales), con lo cual, dentro del Periodo Inicial de Exploración podría perforar los tres prospectos documentados (Sáasken-1, Sáasil-1 y Siina'an-1), esta alternativa se ilustra en el árbol de decisiones de la Figura 7 y se resume de la siguiente manera:

- Escenario incremental 1: Perfora los prospectos Sáasken-1, Sáasil-1 y Siina'an-1
- Escenario incremental 2: Perfora los prospectos Sáasken-1, Siina'an-1 y Sáasil-1

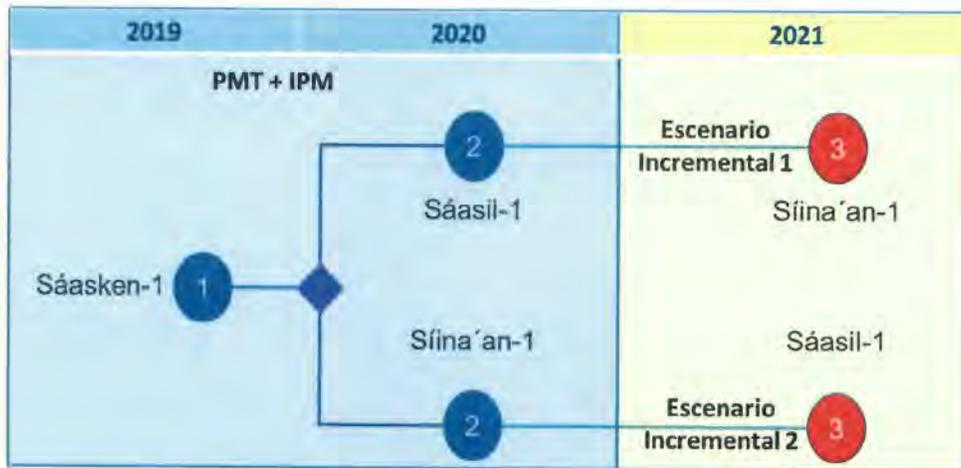


Figura 7. Escenario incremental 1 y Escenario incremental 2.

Esta opción fue descrita y sustentada por el Operador en el programa de inversiones, los detalles se encuentran en el apartado III.7 del presente dictamen.

Los tres prospectos fueron documentados en el Plan de Exploración y considerados en la estimación de recursos prospectivos presentada por el Operador. Para los tres prospectos el tipo de hidrocarburo esperado es aceite ligero y gas asociado en arenas del Plioceno y Mioceno, en trampas principalmente estructurales.

[Handwritten signature and initials]

1. Prospecto Sáasken

El prospecto Sáasken-1 fue identificado al suroeste del Área Contractual, tiene como objetivos geológicos en areniscas de canal del Plioceno Inferior y arenas turbidíticas del Mioceno Superior y Mioceno Medio. Estos objetivos se encuentran apilados verticalmente, parte de ellos se encuentra fuera del Área Contractual. La estructura



Los resultados de este primer pozo permitirán confirmar la validez del modelo geológico dando lugar en caso de éxito, a la disminución del riesgo asociado a los otros prospectos en el mismo *play* y confirmar su volumetría.



Figura 8. Mapa estructural del Plioceno Inferior y perfiles sísmicos, prospecto Sáasken-1



2. Prospecto Sáasil

El prospecto Sáasil-1 está situado en la parte sureste del Área Contractual, se encuentra en la misma mini cuenca que el descubrimiento Zama, es una trampa



Figura 9. Perfil sísmico y mapa estructural con la ubicación del Prospecto Sáasil-1



3. Prospecto Siina'an

El prospecto Siina'an se ubica a lo largo de la parte este y noreste del Área Contractual. Tiene objetivos geológicos en arenas turbidíticas del Mioceno Superior, Mioceno Medio y Mioceno Inferior, a lo largo de una mini cuenca orientada Noroeste – Sureste, rodeada de cuerpos de sal hacia el suroeste y el este (Figura 10).



HE

q



Figura 10. Perfil sísmico y mapa estructural con la ubicación del Prospecto Siina'an

Con relación a la profundidad del tirante de agua de tres los prospectos Sáasken, Sáasil y Síina'an, estos serían perforados con una plataforma de tipo semi-sumergible. Se planea perforar los pozos con trayectoria vertical. El tiempo estimado de perforación es entre 60 y 90 días por pozo.

El programa de adquisición de información para los tres casos incluiría corte de núcleos, muestreo de fluidos y un conjunto de registros geofísicos de pozo a ser adquirido por tecnología de cable (*wireline*) o durante la perforación (LWD – *logging while drilling*). Asimismo, en caso de que la evaluación petrofísica indique la presencia de hidrocarburos, el Operador podría realizar pruebas a la formación con la herramienta MDT y recuperar muestras para análisis PVT.

El principal elemento de riesgo asociado a estos prospectos es el entrapamiento, ya que se trata de cierres estructurales complejos, así como la migración de los hidrocarburos hacia la trampa.

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.

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 a 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, realizará un conjunto de estudios adicionales, necesarios para la adecuada evaluación del potencial en el Área Contractual. Asimismo, se destaca que en esta tabla no se incluyen las inversiones asociadas a actividades contingentes (que podrían o no realizarse), sino únicamente el mínimo a ejercer para los escenarios base 1 y 2, el detalle se encuentra en el apartado III.7 del presente dictamen.

El sustento documental para la ejecución del Plan de Exploración, respecto a las Actividades Petroleras contempladas, en relación con la adquisición, procesamiento e interpretación sísmica, así como estudios exploratorios y perforación de prospectos, fue presentado por el Operador como parte integrante del Plan de Exploración.

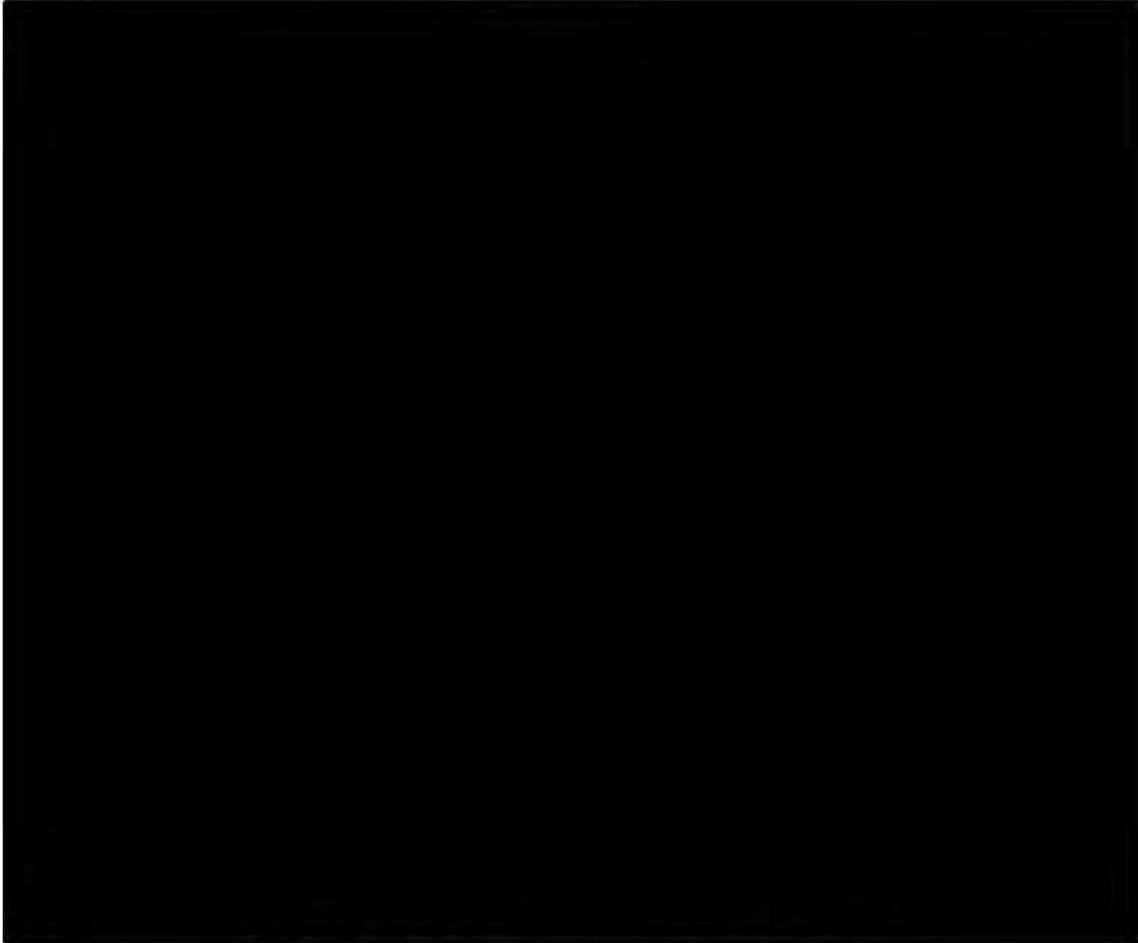


Tabla 3. Actividades e inversiones del Plan de Exploración.

III.4 Programa Mínimo de Trabajo

El compromiso adquirido por el Operador es el de realizar 2,400 Unidades de Trabajo como Programa Mínimo de Trabajo, más un Incremento en el Programa Mínimo de 58,400 Unidades de Trabajo, es decir, al Periodo Inicial de Exploración se asocia un total de 60,800 Unidades de Trabajo.

La meta por alcanzar con el Plan propuesto por el Operador y conforme a su cómputo, en el escenario 1 es de 97,174 Unidades Trabajo y para el escenario 2 es de es de 92,934 Unidades Trabajo. Como se detalla en la Tabla 4. Con lo cual se identifica que, de ejercerse totalmente el Plan de Exploración, daría cumplimiento amplio al Programa Mínimo de Trabajo (PMT) y al Incremento en el Programa Mínimo (IPM).

Actividad	Unidad	Cantidad	Unidades	Unidades de trabajo
Adquisición y procesado de sísmica 3D Naz (RTM)	km ²	532.6	2.5	1,332
Adquisición y procesado de sísmica 3D Naz (KPSDM)	km ²	532.6	2.5	1,332
Interpretación sísmica	Área Contractual	1	100	100
Evaluación de recursos prospectivos	Área Contractual	1	200	200
Perforación Pozo Exploratorio (Sáasken)	mbnm	4,500	TA: 340 m	48,000
Registros geofísicos de pozos (resistividad, sísmico dipolar y rayos gamma)	m	4,000	0.12	1,440
Registros geofísicos de pozos (densidad y neutrón)	m	1,200	0.12	288
Registros geofísicos de pozos (checkshot) 1° Pozo	Por estación	70	0.65	46
Presiones MDT 1° Pozo	Por medición	20	60	1,200
Registros geofísicos de pozos (checkshot) 2° Pozo	Por estación	100	0.65	65
Presiones MDT 2° Pozo	Por medición	30	60	1,800
Perforación pozo exploratorio (Sáasil)	mbnm	3,600	TA: 340 m	39,800
Registros geofísicos de pozos (resistividad, sísmico dipolar y rayos gamma)	m	3,300	0.12	1,188
Registros geofísicos de pozos (densidad y neutrón)	m	1,600	0.12	384
Perforación pozo exploratorio (Sfina'an)	mbnm	3,100	TA: 290 m	35,800
Registros geofísicos de pozos (resistividad, sísmico dipolar y rayos gamma)	m	2,900	0.12	1,044
Registros geofísicos de pozos (densidad y neutrón)	m	1,200	0.12	288
Total Escenario base 1 (Prospectos Sáasken y Sáasil)				97,174
Total Escenario base 2 (Prospectos Sáasken y Sfina'an)				92,934

Tabla 4. Actividades y Unidades 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 de los prospectos exploratorios documentados en el Plan de Exploración, la acreditación de las Unidades de Trabajo por registros geofísicos, núcleos, MDT y demás actividades documentadas en el Plan, estará sujeta a lo establecido en el numeral 12 del Anexo 5 del Contrato.

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] (millones de barriles de petróleo crudo equivalente), asociados a los tres prospectos documentados, Sáasken, Sáasil y Síina'an, con una posible incorporación de aceite ligero y gas asociado, para los tres prospectos documentados de acuerdo con los escenarios 1 y 2, como se muestra en la Tabla 5.

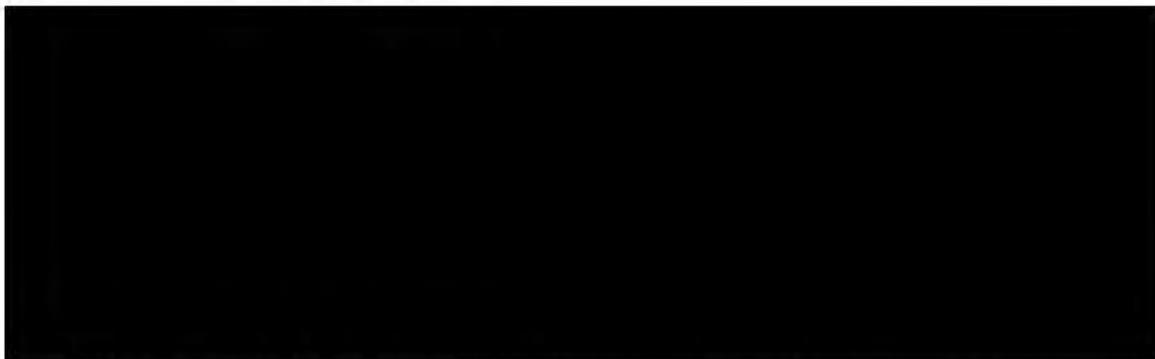


Tabla 5. Estimación de recursos prospectivos y posibles recursos contingentes a incorporar.

Nota: Los volúmenes a incorporar indicados, representan la primera estimación del Operador a la media, los cuales deberán confirmarse por el Operador una vez que se perforen los prospectos.



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 Contrato 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 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 (SHCP) 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, 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 cuatro 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 11):



Figura 11. Alternativas para determinar rango de referencia

De acuerdo con las alternativas presentadas en la Figura 11, 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.

[Handwritten marks: a large checkmark, the initials 'ZE', and three arrows pointing to the right.]

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.

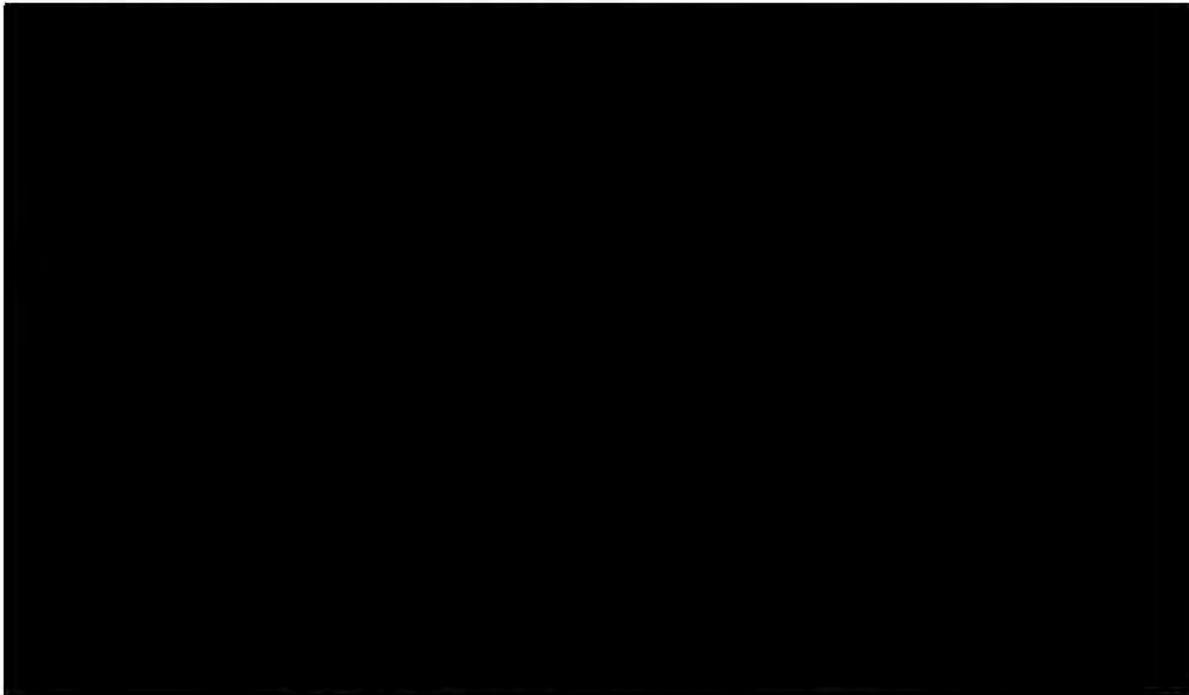


Figura 12. Árbol de decisión e inversiones asociadas

Como ha sido manifestado por el Operador, dos potenciales escenarios de inversión están siendo considerados (Figura 12). Lo anterior, según manifiesta, responde a la necesidad de diversificar su portafolio de prospectos, mismos que estarían supeditados al resultado del primer y en su caso, del segundo pozo exploratorio, tal como se describió en el numeral III.2.3. previo.

Conforme al Plan de Exploración, al final del Periodo de Exploración se perforarían al menos dos y hasta tres prospectos; en ambos casos y en cualquiera que sea la alternativa seleccionada (escenario base 1, escenario base 2 ó escenarios incrementales 1 y 2), los montos de inversión permitirían dar cumplimiento con el PMT y el IPM comprometidos. Conforme a lo manifestado por el Operador, las inversiones adicionales al presupuesto base deberán entenderse como aquellas que se efectúen para llevar a cabo actividades adicionales a las establecidas como PMT e IPM, y será el Operador quien determine la viabilidad de ejecutar o no tales actividades considerando la evolución de la campaña exploratoria, siempre que se cumpla con el PMT y el IPM comprometidos.

c) Descripción de las inversiones programadas: Escenario base 1 – perforación de dos prospectos Sáasken y Sáasil

Como parte del Escenario base 1, el Operador propone realizar actividades de adquisición y reprocesado sísmico 3D, estudios geofísicos, estudios geológicos, estudios asociados a la perforación de pozos, estudios de ingeniería de yacimientos, actividades de Seguridad, Salud y Medio Ambiente SSMA y la perforación de dos pozos exploratorios (Sáasken-1 y Sáasil-1). El monto de inversión considerado para la ejecución esta alternativa es de [REDACTED] y se distribuye de la siguiente manera:

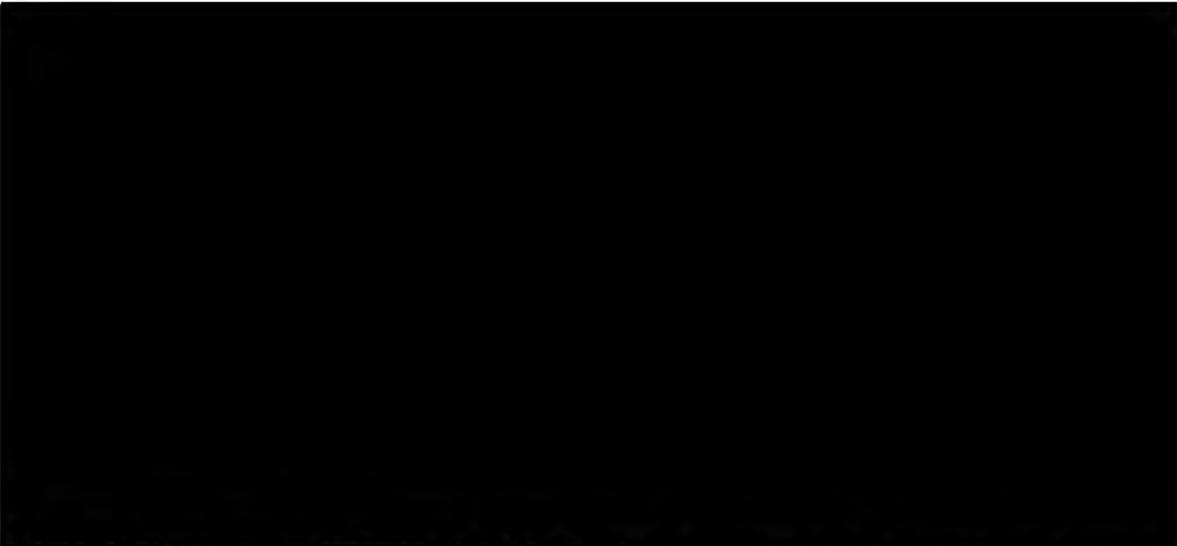


Tabla 6. Escenario base 1: Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera

d) Análisis del Programa de Inversiones: Escenario base 1 – perforación de dos prospectos Sáasken y Sáasil

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 14, a continuación.

[Handwritten signature]
[Handwritten initials]
[Handwritten number 717]



Figura 14. Escenario base 1: Rango de referencia de Costos asociados al Programa de Inversiones del Periodo Inicial de Exploración (Montos en MMUSD)

e) Descripción de las inversiones programadas: Escenario base 2 – perforación de dos prospectos Sáasken y Síina’an

Como parte del Escenario base 2, el Operador propone realizar el mismo número de actividades contempladas en el Escenario base 1 descrito en el inciso c) previo; sin embargo, dado que el segundo pozo en este Escenario base 2 (Síina’an-1) tiene características geológicas distintas, el monto de inversión considerado para la ejecución esta alternativa asciende a [REDACTED] y se distribuye de la siguiente manera:



Handwritten blue ink marks: a large 'Q' at the top, 'EE' in the middle, and '777' at the bottom.



Tabla 7. Escenario base 2: Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera

f) Análisis del Programa de Inversiones: Escenario base 2 – perforación de dos prospectos Sáasken y Síina’an

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 16, a continuación.



Figura 16. Escenario base 2: Rango de referencia de Costos asociados al Programa de Inversiones del Periodo Inicial de Exploración (Montos en MMUSD)

Handwritten marks:
 A large blue checkmark or flourish.
 The letters "EE" in blue ink.
 The number "777" in blue ink.

g) Descripción de las inversiones programadas: Escenario incremental 1 ó Escenario incremental 2 – perforación de tres prospectos Sáasken, Sáasil y Síina'an

Como se presenta en la Figura 12 y Figura 17, ambos escenarios (escenario base 1 y escenario base 2), tienen la alternativa de derivar en la perforación de hasta tres prospectos Sáasken, Sáasil y Síina'an, lo cual materializaría cualquiera de los escenarios incrementales (Figura 7); sin embargo, dependiendo de los resultados del primer pozo exploratorio (Sáasken-1), la temporalidad en que ocurrirían las restantes dos perforaciones se modificaría.

Como parte del escenario incremental 1 ó escenario incremental 2, el Operador contempla incrementar el número de actividades y/o estudios contemplados en los escenarios base (incrementaría en 36% las actividades de geología y SSMA; y las actividades de geofísica e ingeniería de yacimientos se verían incrementadas en más del 100%) y, culminaría con la perforación del tercer pozo exploratorio.



Figura 17. Perforación de tres prospectos bajo escenario incremental 1 ó escenario incremental 2

Sin importar cuál sea el Escenario incremental seleccionado, dado que al final de Periodo de Exploración, las actividades totales propuestas por el Operador no difieren entre sí, el monto de inversión considerado para su ejecución es el mismo y este asciende a [REDACTED] distribuyéndose de la siguiente manera:

Handwritten signatures and marks:
A blue checkmark-like symbol.
The initials "HE".
The number "777".

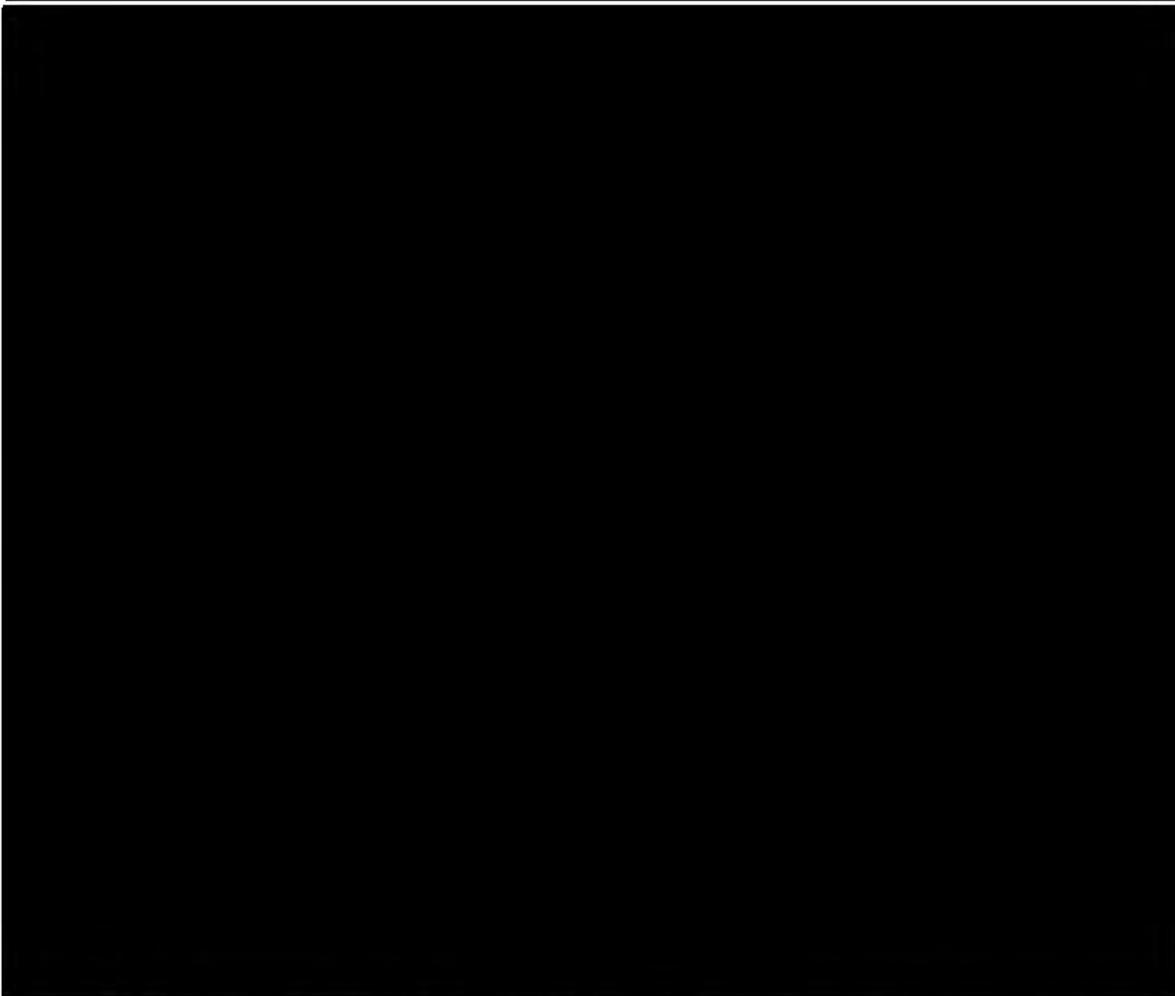
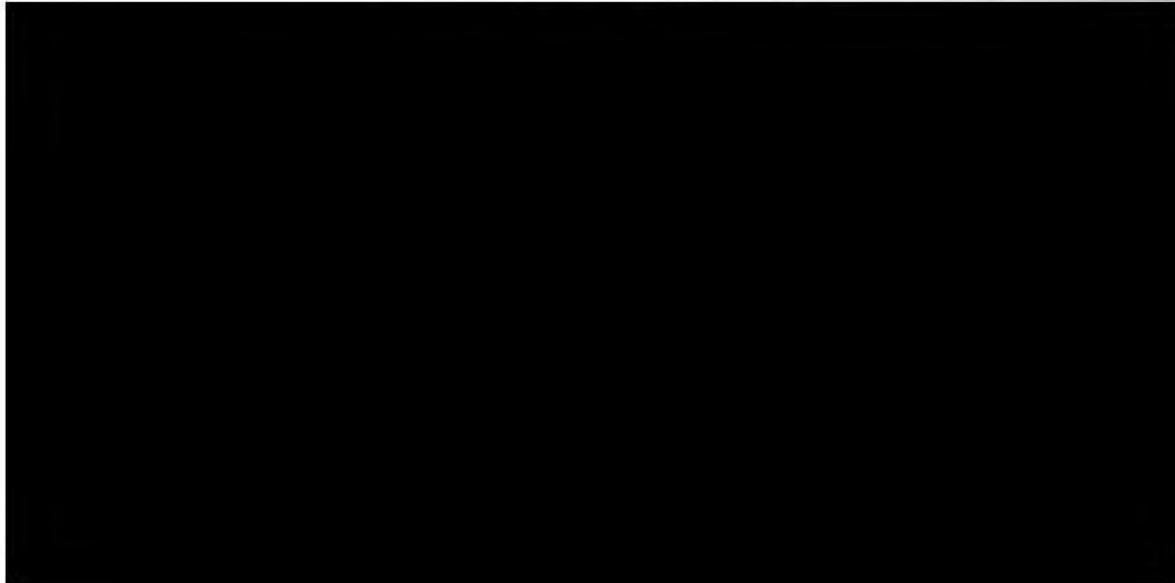


Tabla 8. escenario incremental 1/escenario incremental 2: Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera

Handwritten marks:
A blue checkmark-like symbol at the top right.
The letters "EE" in blue ink.
The number "777" in blue ink at the bottom right.

h) Análisis del Programa de Inversiones: Escenario incremental 1 o Escenario incremental 2- perforación de tres prospectos Sáasken, Sáasil y Síina'an

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 19, a continuación.



Figura 19. Escenario incremental 1/Escenario incremental 2: Rango de referencia de Costos asociados al Programa de Inversiones del Periodo Inicial de Exploración (Montos en MMUSD)

i) Opinión

Resultado de los análisis anteriores, se observa que el total de las inversiones propuestas por el Operador, tanto para el escenario base 1, como para el escenario base 2 y en cualquiera de sus alternativas incrementales 1 y 2, 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 solicitados por el Operador.

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-A10.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
- 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.430.2018.351 recibido el 17 de septiembre de 2018, que *"De la revisión de la información presentada, se considera probable que se cumpla con el porcentaje mínimo de contenido nacional establecido en el Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017; en consecuencia, esta Unidad tiene una opinión favorable respecto a dicho Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional que se utilizará en el Plan de Exploración presentado por Eni"*. 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.430.2018.208, recibido en la Comisión el 18 de junio de 2018 lo siguiente:

"...que esta Unidad tiene una opinión favorable con relación al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología propuesto para el Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017.

Sin perjuicio de lo anterior, considerando que las actividades de dicha empresa se encuentran en las fases iniciales de exploración, el Operador 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 del Plan de Exploración de referencia.

Lo anterior, en atención a las facultades de seguimiento y verificación de esta Unidad respecto al cumplimiento periódico del Programa de Transferencia de Tecnología." [sic]

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, la ASEA informó a esta Comisión mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERNCM/0349/2018, recibido en la Comisión el 9 de abril de 2018 que, *La empresa Eni México S. de R.L. de C.V., ingresó el 29 de julio de 2018, la solicitud de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y de la CURR, mediante escrito sin número de 29 de julio del mismo año. Misma que el 13 de octubre de 2016, esta AGENCIA asignó al Operador Eni México S. de R.L. de C.V. la Clave Única de Registro del regulado: ASEA-EIM16004C. Por lo tanto y sin menoscabo de la aprobación del Plan de Exploración, el Operador se encuentra en evaluación de la solicitud de Autorización del Sistema de Administración aprobado por ASEA para dar cumplimiento a 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.

Handwritten marks: a large checkmark, the letters 'HE', and the number '777'.

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 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 de la adquisición y procesamiento de información sísmica 3D y la ejecución de estudios exploratorios, 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 y la incorporación de reservas, mediante estudios exploratorios y técnicas de reprocesamiento sísmico de última generación y estudios exploratorios orientados a la maduración y selección de prospectos. 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 una posible incorporación de recursos asociados a la perforación de los prospectos Sáasken por [REDACTED] Sáasil [REDACTED] y [REDACTED]

Q
EE
777

Siina'an [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 perforación de dos prospectos, 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 perforación de prospectos exploratorios, y en el supuesto del éxito de éstos, 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, los resultados que el Operador 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 Operador orientaría el desarrollo de actividades propias de la evaluación del potencial petrolero a la jerarquización de su cartera de prospectos y la 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 la totalidad de las actividades propuestas y 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 reservas 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.

Handwritten marks in blue ink, including a large '4' and some illegible initials.

- **Las inversiones programadas.** Al respecto, se advierte que el Operador presentó el Programa de Inversión, mismo que contempla un monto de [REDACTED] millones de dólares para los escenarios base 1 y 2, respectivamente, y de [REDACTED] millones de dólares para ambos escenarios incrementales (1 y 2) 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 perforación de dos prospectos exploratorios documentados en el Plan de Exploración, o en un caso incremental hasta tres, se plantea un posible escenario de incorporación reservas. Asimismo, la evaluación del potencial petrolero del Área Contractual brindará 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 llevar a cabo la perforación de dos prospectos exploratorios.

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 Eni México, S. de R.L. de C.V., correspondiente al Contrato CNH-R02-L01-A10.CS/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con los artículos 7 y 8 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, 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 el escenario operativo que va a ejecutar al amparo del Plan de Exploración aprobado por esta Comisión (Escenario base 1 o Escenario base 2), deberá notificarlo a este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, a fin de dar a conocer el escenario operativo a desarrollar. Asimismo, en caso de que opte por un escenario incremental, también deberá informarlo a la Comisión, previo a la solicitud de autorización de la perforación del tercer pozo.

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 Cuádragésimo 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.