



**DICTAMEN TÉCNICO  
PLAN DE EXPLORACIÓN  
CONTRATO CNH-R02-L01-A14.CS/2017  
ÁREA CONTRACTUAL 14  
CONTRATISTA: ENI MÉXICO S. DE R.L. DE  
C.V. Y CITLA ENERGY B14, S.A.P.I. DE C.V.**

**Septiembre 2018**



**MÉXICO**  
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA



**CNH**  
Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Handwritten signatures in blue ink, including a large stylized signature and several smaller ones.



# CONTENIDO

<b>I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO. ....</b>	<b>3</b>
I.1. DATOS DEL CONTRATISTA.....	3
I.2. DATOS DEL CONTRATO .....	4
I.3. DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	4
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO .....</b>	<b>7</b>
III.1. ANTECEDENTES EXPLORATORIOS.....	8
III.2. PLAN DE EXPLORACIÓN .....	10
III.2.1 GEOFÍSICA.....	12
III.2.2 ESTUDIOS EXPLORATORIOS .....	14
III.2.3 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS .....	15
III.2.4 ESCENARIO INCREMENTAL.....	15
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.....	21
III.7 ANÁLISIS DE INVERSIONES.....	21
<b>IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA EXPLORACIÓN .....</b>	<b>28</b>
<b>V. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN.....</b>	<b>29</b>
<b>VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PLAN DE EXPLORACIÓN.....</b>	<b>30</b>
VI.1 CONSIDERACIONES .....	30
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. ....	31
VI.1.3 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN I DE LOS LINEAMIENTOS. ....	33
VI.2 DICTAMEN TÉCNICO .....	34

El presente dictamen se refiere al Plan de Exploración (en adelante, Plan) del Contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017 (en adelante, Contrato), sometido para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) por el consorcio conformado por Eni México S. de R.L. de C.V. (Operador) y Citla Energy B14, S.A.P.I. de C.V., (en adelante, Contratista), en cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, mediante escrito recibido en esta Comisión el 22 de marzo de 2018.

El Plan para el Período Inicial de Exploración (en adelante, Periodo Inicial) que tendrá una duración de hasta 4 años a partir de la aprobación del mismo, considera como objetivo la evaluación del potencial petrolero, así como madurar los prospectos previamente visualizados determinando sus probabilidades de éxito geológico y económico, en el Área Contractual 14 (en adelante, Área Contractual) ubicada en la provincia Geológica de Cuencas del Sureste.

## **I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO.**

### **I.1. DATOS DEL CONTRATISTA**

Las empresas Eni México S. de R.L. de C.V. representada por Federico Arisi Rota y Citla Energy B14, S.A.P.I. de C.V. representada por Alberto Galvis Melo, son entes jurídicos y con personalidad de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos. La empresa Eni México S. de R.L. de C.V. fue designada como Operador del Contrato de conformidad con la Cláusula 2.5. del mismo.



## I.2. DATOS DEL CONTRATO

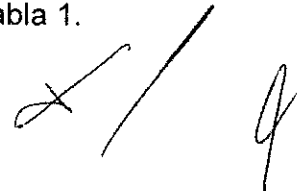
El Contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida, se celebró el 25 de septiembre del 2017 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y el Contratista.

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 de la vigencia del Contrato, incluyendo, sin limitar, las relativas al abandono y a la indemnización, conforme a la Cláusula 3.1 del citado Contrato.

El Periodo Inicial tiene una duración de hasta 4 años a partir de la aprobación del Plan. En dicho periodo, el Contratista estará obligado a concluir al menos el Programa Mínimo de Trabajo, es decir, 4,700 Unidades de Trabajo (en adelante, UT) establecidas como Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT). Lo anterior conforme a las Cláusulas 4.2 y Anexo 5 del Contrato.

## I.3. DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL

El Área Contractual 14, se localiza en la provincia geológica Cuencas del Sureste, frente al litoral del Estado de Tabasco (Figura 1). Cubre una superficie aproximada de 466.465 km<sup>2</sup>, con tirantes de agua entre 50 y 300 m. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 1.

Handwritten signature and initials in black ink, located in the lower right quadrant of the page.



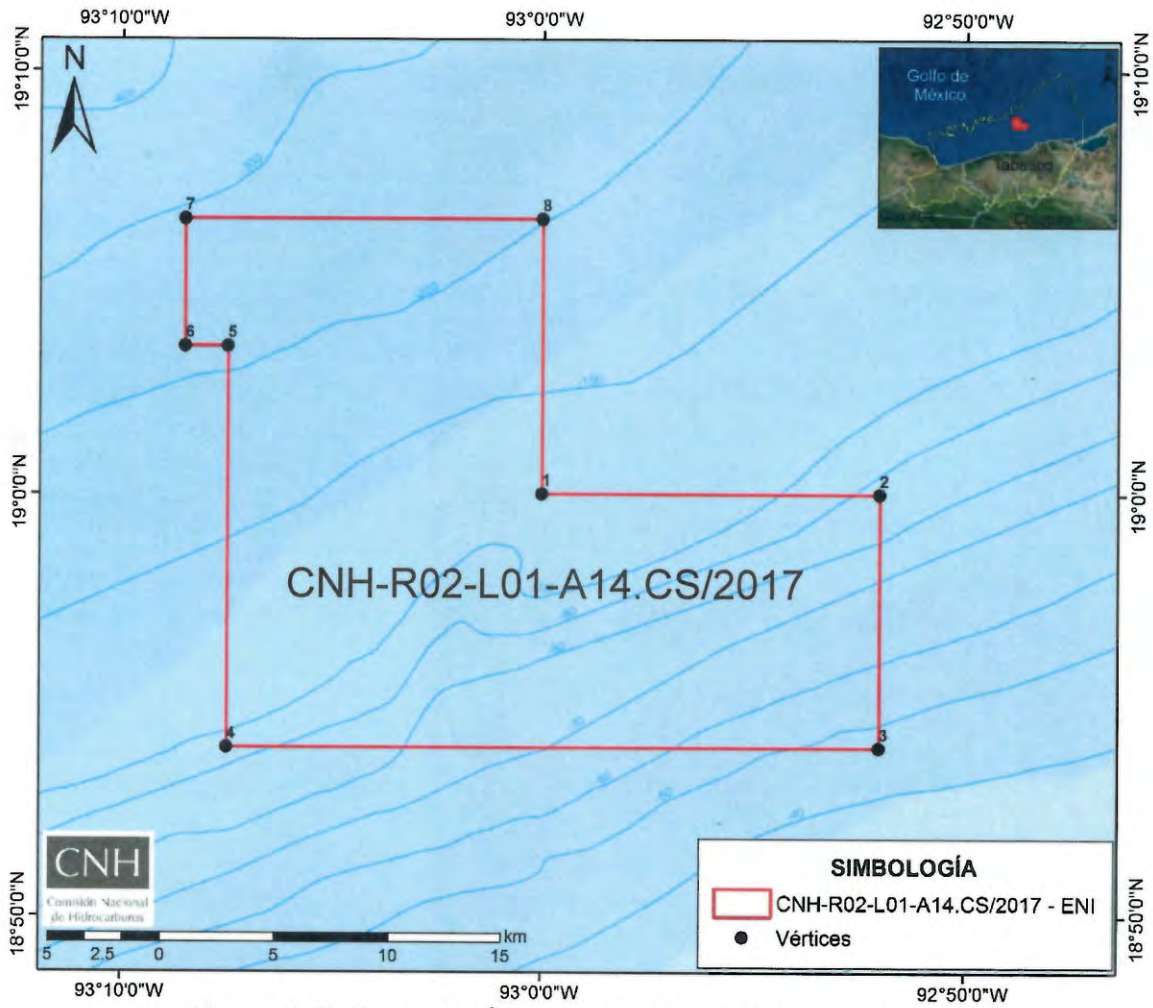


Figura 1. Polígono del Área Contractual (Fuente: Comisión).

Vértices	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 00' 00"	19° 00' 00"
2	92° 52' 00"	19° 00' 00"
3	92° 52' 00"	18° 54' 00"
4	93° 07' 30"	18° 54' 00"
5	93° 07' 30"	19° 03' 30"
6	93° 08' 30"	19° 03' 30"
7	93° 08' 30"	19° 06' 30"
8	93° 00' 00"	19° 06' 30"

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

*[Handwritten signature]*

Las actividades amparadas por el Contrato pueden realizarse en toda la columna geológica, es decir, no presentan restricción de profundidad.

## **II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN**

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Plan, 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), ambas de esta Comisión. Además, la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) llevó a cabo la evaluación del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional y del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración.

La figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Plan de Exploración presentado por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.025/2018 de la DGDE de esta Comisión.





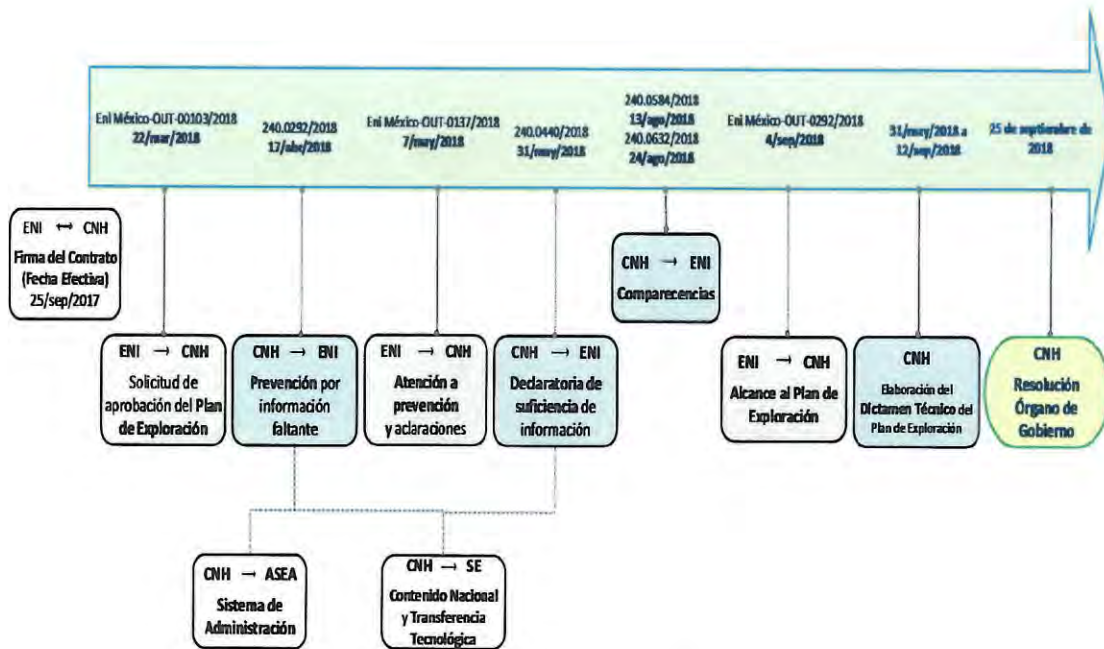


Figura 2. Proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución del Plan de Exploración.

### III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO

Se evaluó que las actividades propuestas por el Contratista cumplieran con los aspectos establecidos en el artículo 44 fracción I de la Ley de Hidrocarburos respecto a la observancia de las mejores prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la Incorporación de Reservas y la delimitación del área sujeta al Contrato.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos al Plan, 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

*[Firma manuscrita]*

*[Firma manuscrita]*

Contratista en el Plan, 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 el Plan.

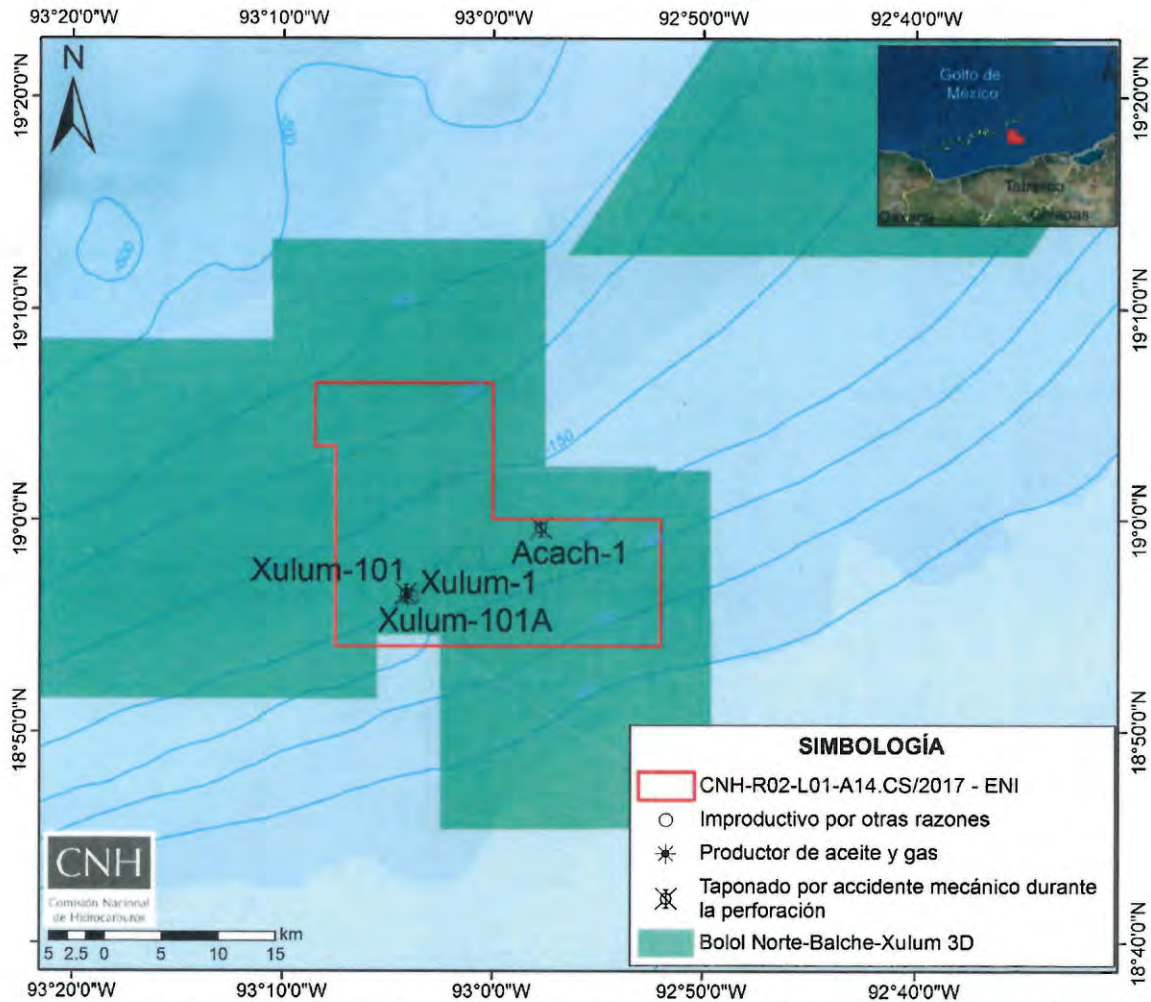
### III.1. Antecedentes Exploratorios

Dentro del Área Contractual 14, Pemex perforó 5 pozos exploratorios:

- Acach-1, perforado en 1983, con la finalidad de investigar acumulaciones comerciales de hidrocarburos en sedimentos del Mesozoico, sin embargo, no se alcanzaron rocas del Cretácico debido a problemas técnicos.
- Acach-1A, perforado en 1983 que presentó el mismo objetivo y la misma problemática que el pozo Acach-1.
- Xulum-1, perforado en 1993 el cuál encontró un depósito inesperado de sal alóctona, por lo que no pudo alcanzar rocas del Mesozoico.
- Xulum-101, perforado en 2006 fue taponado por accidente mecánico.
- Xulum-101A, perforado en 2007 resultando productor de aceite pesado no comercial.

Respecto a la información sísmica, existen unos 21,895 km<sup>2</sup> de sísmica 3D pertenecientes al estudio Bolol Norte-Balche-XULUM 3D adquirido entre 2003 y 2004, el cual cubre enteramente el Área Contractual 14. Se tiene en migración pre-apilamiento en profundidad (PSDM) tanto en la versión con filtro y ganancia, como sin filtro y sin ganancia (figura 3).





**Figura 3.** Información exploratoria existente adquirida por el Operador anterior en el Área Contractual 14.

Como parte de los estudios de Evaluación del Potencial, se han realizado diversos estudios regionales de interpretación geofísica donde se han interpretado los horizontes: sal, Cretácico, Oligoceno, Mioceno y Plioceno, obteniéndose sus mapas estructurales en profundidad.

Así también se realizó el análisis petrofísico de los pozos representativos de la zona con la finalidad de caracterizar las secuencias carbonatadas del Cretácico Inferior y Medio.

Respecto a los estudios realizados de distribución regional de los plays, se obtuvieron mapas que permiten asignar probabilidades de riesgos geológicos de forma consistente para diversas zonas y plays dentro del Área Contractual 14.

Referente a estudios de Caracterización Inicial y Delimitación de yacimientos, se han realizado dos evaluaciones del descubrimiento realizado por el pozo Xulum-101A perforado en el año 2007, que llegó a una PT de 6010 mv, encontrando una acumulación de aceite de 16° API en rocas carbonatadas del Cretácico Medio e Inferior, una realizada en el 2007 y otra en el año 2014; entre las cuales existe una diferencia de 250 mmb de aceite en sitio.

Hasta el momento, la evaluación de la información geológica y geofísica en el Área Contractual 14 condujo a la identificación de dos prospectos denominados por el Contratista Balaknak y Xulum Residual.

### III.2 Plan de Exploración

Las actividades propuestas por el Contratista consideran el cumplimiento de las fracciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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.

Mediante el análisis del Plan que presentó el Contratista, se observa que manifiesta que realizará actividades bajo dos escenarios a los cuales denomina Base e Incremental.

Las actividades contempladas en el Escenario Base, corresponden a tres rubros principales:

1. Geofísica
2. Geología
3. Ingeniería de yacimientos

El cronograma de actividades (figura 4) fue analizado en forma similar, identificando una secuencia de actividades acorde a los objetivos del Plan para la adecuada



evaluación del potencial petrolero y en cumplimiento del objetivo del Plan, para el Periodo Inicial.

<b>Actividades Exploratorias</b>	17	2018				2019				2020				2021				2021			
	S	E	M	S	E	M	S	E	M	S	E	M	S	E	M	S	E	M	S		
<b>GEOFÍSICA</b>																					
Compra de datos Sísmicos 3D NAZ (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Entrega de dato Sísmico 3D PSDM RTM (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Entrega de apilamiento parcial y KPSDM (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Entrega dato sísmico final RTM y KPSDM (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Preparación del Plan de Exploración																					
Interpretación sísmica y mapeado																					
Compra de Gathers (945 km <sup>2</sup> )																					
Reposado Sísmico PSDM (945 km <sup>2</sup> )																					
Reprocesado Sísmico RTM (945 km <sup>2</sup> )																					
Detect - Análisis de fracturas (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Inversión Sísmica (466.465 km <sup>2</sup> )																					
<b>GEOLOGÍA</b>																					
Estudio de Geología Estructural (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Revisión estratigráfica de los datos de la cuenca salina																					
Estudio estratigráfico de detalle de pozos y correlación sísmo-estratigráfica																					
Reconstrucción estructural de los cuerpos de sal (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Modelo de sistema petrolífero (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Reconstrucción estructural Regional 2D de la Cuenca (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Estudio sedimentológico deposicional y de ambiente (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Generación y maduración de los prospectos (466.465 km <sup>2</sup> )																					
Estudio de Geopresiones para la programación de los pozos (1 pozo)																					
Evaluación técnica y económica de los prospectos																					
<b>INGENIERÍA DE YACIMIENTOS</b>																					
Estimación de reservas y perfiles de producción																					
Modelo de yacimiento 3D																					

**Figura 4.** Cronograma de actividades integrado del Plan de Exploración (Fuente: datos del Contratista).

Como parte de las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Exploración, existen actividades cuya ejecución ha sido materializada previo a la emisión del presente dictamen, situación que corresponde a la naturaleza técnica de las mismas, propiamente identificadas como actividades necesarias y de gabinete, sin que ello implique la realización física de alguna de ellas.

Mediante la ejecución del total de las actividades, el Contratista podría alcanzar el objetivo planteado, la evaluación del potencial petrolero del Área Contractual, lo cual permitiría maximizar su valor al término del Periodo Inicial de Exploración, con miras a la transición a la Incorporación de Reservas en el mediano plazo.

*[Handwritten signatures and marks in blue ink]*

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 a las que hace referencia el artículo 15 de los Lineamientos, abarca la etapa de la Evaluación del Potencial Petrolero, lo cual se identifica acorde con las características geológicas en relación con el estado actual de la Exploración del Área Contractual.

Las actividades contempladas en el Plan están proyectadas para ejecutarse en un periodo de hasta 4 años, tal y como lo establece la Cláusula 4.2 del Contrato, por lo que el Contratista deberá ajustar su cronograma de actividades dentro de la vigencia del Periodo Inicial de Exploración.

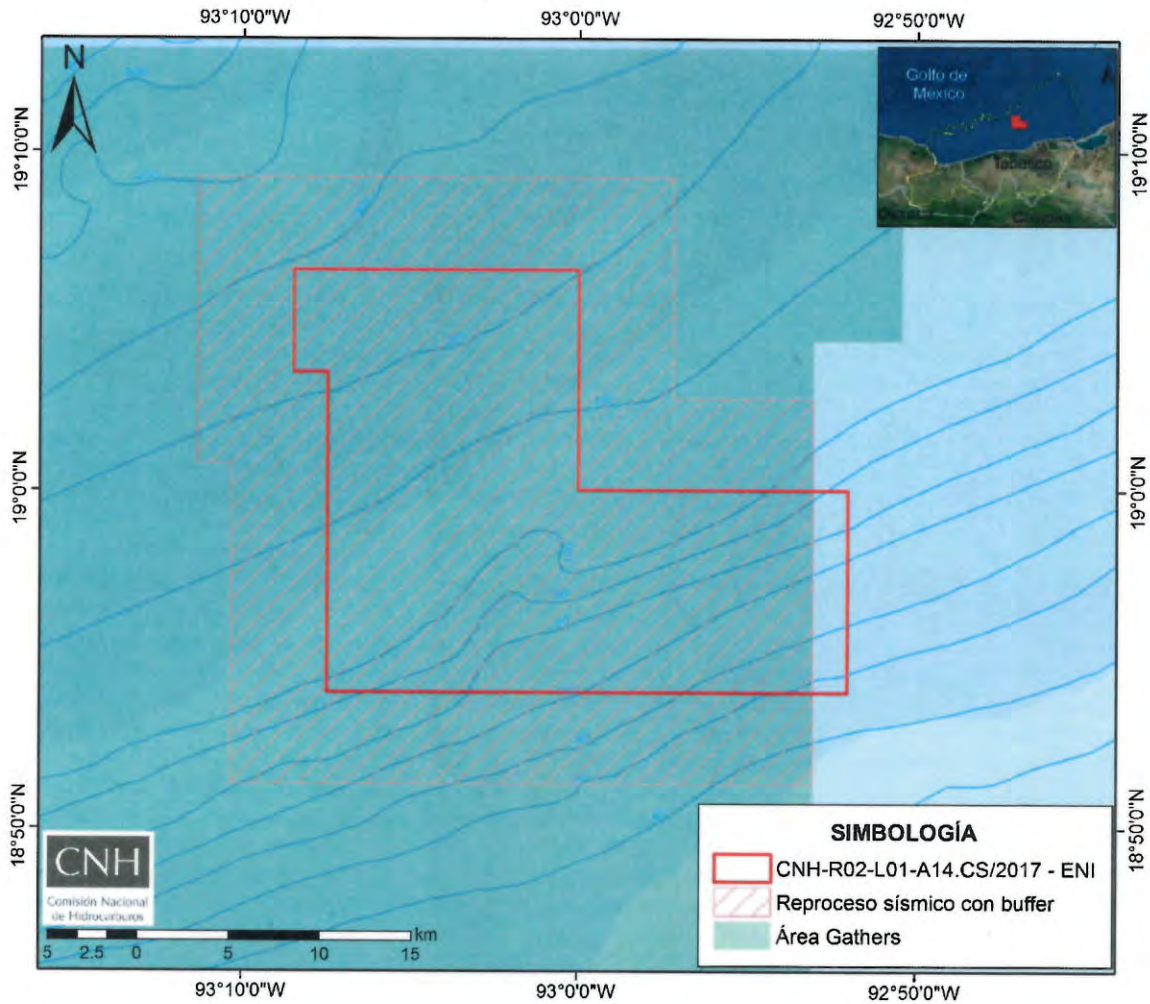
Lo anterior sin perjuicio de que el Contratista pueda acceder al Periodo Adicional descrito en la Cláusula 4.3, siempre y cuando cumpla con los requisitos necesarios, así como la normativa aplicable.

### III.2.1 Geofísica

El Contratista planea realizar las siguientes actividades referentes a la información sísmica:

- Compra de datos Sísmicos 3D NAZ (466.465 km<sup>2</sup>). Este estudio contiene dato sísmico 3D de buena calidad en la sección post-sal, calidad variable en la sección sub-sal, que permite una interpretación regional de la información, así como la realización de numerosos estudios geológicos y geofísicos.
- Compra de datos de campo "*Gathers procesados*" (945 km<sup>2</sup>). Se realizará una revisión de los datos de campo existentes, tanto del CNIH como de las compañías contratistas que operan en la cuenca, con el objetivo de comprar aquellos datos que permitan llevar a cabo el reprocesado de la información.
- Reprocesamiento de los datos de campo (945 km<sup>2</sup>) para obtener un PSDM (migración post apilado en profundidad). Permitirá mejorar la resolución y precisión de los objetivos geológicos de los pozos exploratorios, así como incrementar la información de las estructuras sub-sal por medio de una mejora del modelo de velocidad.





**Figura 5.** Levantamiento sísmico marino Bolol Norte- Balche- Xulum-3D, área a reprocesar con full fold y Área Contractual 14 (Fuente: Comisión, con datos del Contratista).

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 Contratista deberá presentar el Aviso correspondiente, en términos de los artículos 5, 26, 27 y 33 de las *Disposiciones de ARES*, emitidas por la Comisión. Asimismo, para la realización de

las actividades de reprocesamiento sísmico 3D fuera del Área Contractual, el Contratista deberá contar con la autorización correspondiente, en términos de los artículos 4, 7, 8, 9 y 16 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 Reconocimiento y Exploración Superficial.

### III.2.2 Estudios exploratorios

El Contratista, llevará a cabo una serie de actividades orientadas a incrementar el conocimiento geológico del área para disminuir el riesgo asociado a los prospectos identificados, completar la evaluación de todos los posibles plays del área y jerarquizar los prospectos en base a la evaluación técnica y económica, que conduzca a la selección de la mejor estrategia exploratoria posible.

Las actividades que se llevarán a cabo se muestran en la Tabla 2.

Estudio	Objetivos	Alcances
Modelo de sistema petrolero		
Estudio sedimentológico y estructural		
Análisis de eficiencia de fallas como sello		
Estudio de geopresiones		

Tabla 2. Estudios exploratorios considerados a realizarse en el Escenario Base del Plan.

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



### III.2.3 Ingeniería de yacimientos

Dentro de las actividades que el Contratista planea ejecutar durante el Periodo Inicial se la elaboración de un modelo de yacimiento 3D, que permita la estimación de recursos con mayor certidumbre y la obtención de los perfiles de producción.

### III.2.4 Escenario Incremental

Aunado a las actividades previamente mencionadas, el Contratista menciona que en función de los resultados que obtenga de la ejecución de las actividades del Escenario Base, pudiera realizar las actividades que se enlistan en la Tabla 3, sin que estas formen parte del Compromiso Mínimo de Trabajo.

Al respecto, previo a la ejecución de estas actividades consideradas en el Escenario Incremental, 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 Base. 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.



Actividades del Escenario Contingente		2018		2019		2020		2021		2022		
		F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
<b>GEOLOGÍA</b>												
Estudio de Geología Estructural (466.465 km)												
Caracterización de la Roca Madre												
Perfiles de Marcadores Biológicos de Hidrocarburos												
Revisión estratigráfica de los datos de la cuenca salina												
Estudio estratigráfico de detalle de pozos y correlación sísmo-estratigráfica												
Análisis termodinámico de los hidrocarburos												
Análisis composicional de los hidrocarburos												
Reconstrucción estructural de los cuerpos de sal (466.465 km <sup>2</sup> )												
Modelo de sistema petrolífero (466.465 km <sup>2</sup> )												
Generación y maduración de los prospectos (466.465 km <sup>2</sup> )												
Estudio de Geopresiones para la programación de los pozos (1 pozo)												
<b>PERFORACION DE POZOS</b>												
<b>INGENIERIA DE YACIMIENTOS</b>												
Estimación de reservas y perfiles de producción												
Modelo de yacimiento 3D												
Evaluación petrofísica del yacimiento y análisis de registros												
Integración del estudio petrofísico (muestra, registros y sísmica)												
Análisis de muestras												
<b>SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE</b>												
Notificación de Inicio de Actividades Perforación y Prueba de Pozo												
Monitoreo de calidad de Aguas Y Sedimentos												
Monitoreo Higiene Ocupacional												
Implementación Mecanismo Atención Comunidades y reportes de desempeño por Tercero												
Modelo de prevención/detección y resolución de riesgos asociados a la perforación												
Respuesta a Emergencias para el Control de Derrames-Nivel 1												
Respuesta a Emergencias para el Control de Derrames-Nivel 2												
Inspección de la locación de pozo pre-existent												
Auditoría Externa												

PERFORACION: SE EVALUARÁ LA POSIBILIDAD DE PERFORACION

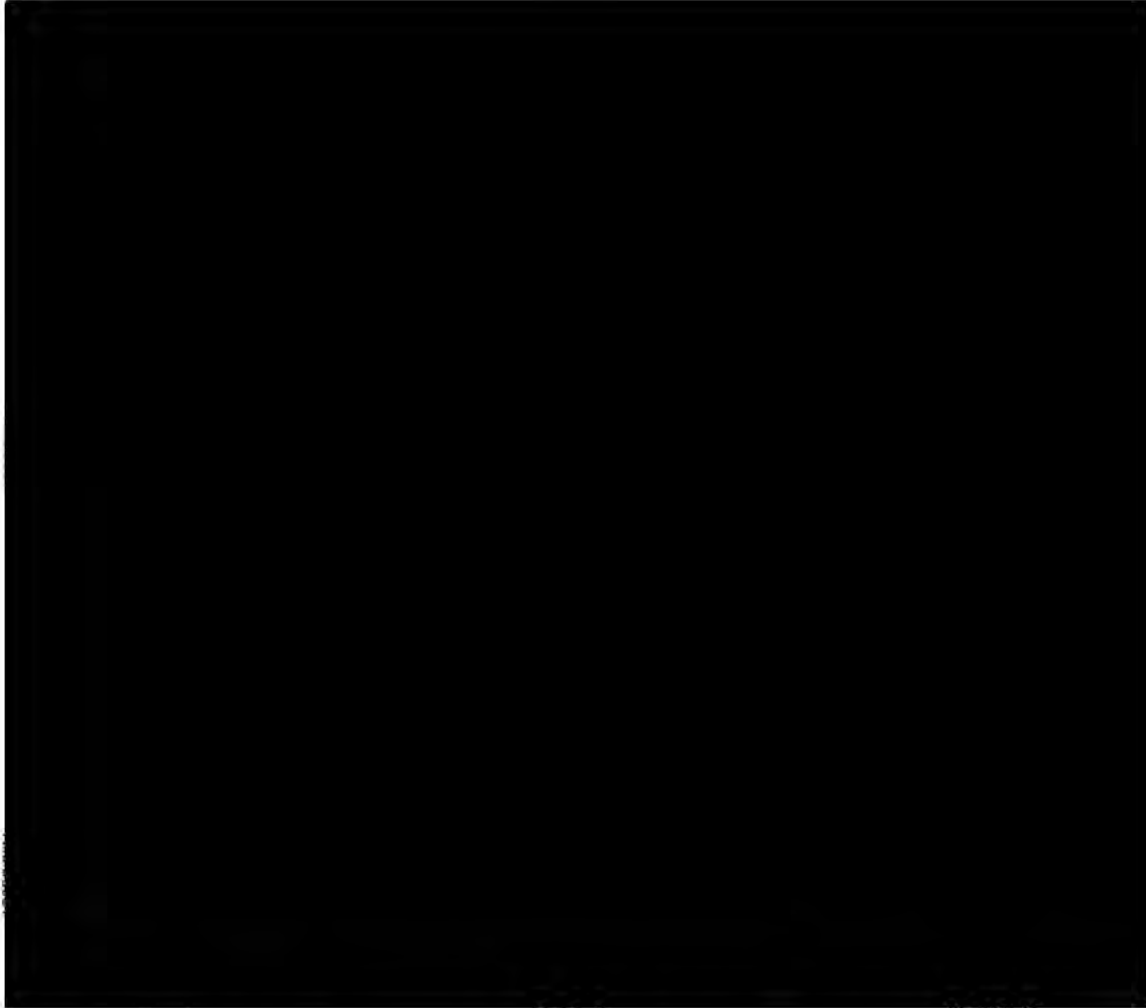
**Figura 6.** Actividades que el Contratista considera ejecutar en el Escenario Incremental del Plan (Fuente: Comisión, con datos del Contratista).

Al momento de la presentación del Plan, el Contratista refiere haber identificado 2 prospectos exploratorios, denominados Xulum Residual y Balaknak-1 en el Área Contractual (Figura 7). Éstos fueron definidos a partir del análisis de la información geofísica, geológica y de yacimientos existentes en el Área Contractual 14. Bajo la consideración de que, esta área se encuentra aún en fase de maduración, el Contratista evaluará la posibilidad de perforar el Prospecto Balaknak-1.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten mark]*





**Figura 7.** Ubicación de áreas prospectivas (Fuente: Comisión, con datos del Contratista).

### **Prospecto Balaknak**

El prospecto Balaknak tiene como objetivo los carbonatos fracturados del Cretácico Medio e Inferior, en una trampa de tipo estructural con cierre en cuatro direcciones y cierre vertical total de 802 m.

El área de la estructura se estima en 35 km<sup>2</sup>. En el prospecto exploratorio Balaknak-1, el Contratista estima recursos prospectivos por [REDACTED]

[REDACTED] Este prospecto se ha identificado bajo un tirante de agua de 90 m. La profundidad del objetivo geológico se estima encontrar a 4,288 mvbnm.

g

✓

### 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 de Trabajo. Se identifica que en las actividades documentadas por el Contratista, 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 14. Cabe señalar que las inversiones consideradas en el Escenario Base, son las que se compromete el Contratista a ejercer, el detalle se encuentra en el apartado III.7 del presente dictamen.




\*\*  
Inc  
No

**Tabla 3.** Actividades e inversiones contempladas en el Plan.

### III.4 Programa Mínimo de Trabajo

El compromiso adquirido por el Contratista es el de realizar 4,700 UT como PMT para el Periodo Inicial.

La meta por alcanzar con el Plan propuesto por el Contratista y conforme a su cómputo es de 4,794 UT que, de ejercerse totalmente, daría cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo, dentro del Periodo Inicial de 4 años como se muestra en la Tabla 4 mismo que se detalla en el numeral 5.1. Programa mínimo de trabajo del Plan.

Actividades	Unidad	Cantidad	Puntuación unitaria	Unidades de Trabajo
Compra de sísmica 3D NAz RTM	km <sup>2</sup>	466	2.5	1165
Compra de sísmica 3D NAz KPSDM	km <sup>2</sup>	466	2.5	1165
Interpretación Sísmica en tiempo y profundidad	Área Contractual	1	100	100
Evaluación de plays y prospectos	Área Contractual	1	200	200
Modelo estático actualizado del campo Xulum	Estudio	1	300	300
Gravimetría	km <sup>2</sup>	466	2	932
Magnetometría	km <sup>2</sup>	466	2	932
<b>Totalidad de Unidades estimadas en alcanzar por el Contratista</b>				<b>4,794</b>

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

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



### III.6 Recursos Prospectivos a evaluar

A la fecha de presentación del Plan, el Contratista refiere haber identificado dos prospectos exploratorios, denominados Xulum Residual y Balaknak-1. Los objetivos geológicos, las profundidades, los tirantes de agua, los recursos prospectivos, la probabilidad geológica y los posibles recursos contingentes a incorporar se resumen en la Tabla 5.



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

De acuerdo con el Contratista, los principales riesgos geológicos en el Área Contractual son: la calidad de la roca almacén y la eficacia del sello.

### 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

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'g' and a signature that appears to be 'A. /'.

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 Hacienda).

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 del Programa de Inversiones; Descripción de las inversiones programadas para cada Escenario (Base e Incremental); Análisis del Programa de Inversiones para 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 Contratista 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.

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 Contratista 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 al Contratista 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 escenarios del Programa de Inversiones

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 Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Con base en la información presentada, el Contratista propone un escenario base y un escenario incremental de inversiones; en ambos casos, los montos de inversión permitirían dar cumplimiento al PMT comprometido. Conforme a lo manifestado por el Contratista, las inversiones adicionales al escenario base deberán entenderse como aquellas que se efectúen para llevar a cabo actividades adicionales a las establecidas como PMT, y será el Contratista quien determine la viabilidad de ejecutar o no tales actividades considerando la evolución de la campaña exploratoria, siempre que se cumpla con el PMT.

c) Descripción de las inversiones programadas: Escenario Base

Como parte del Escenario Base, el Contratista propone realizar actividades de compra y reprocesado sísmico 3D, estudios geofísicos, estudios geológicos, estudios de ingeniería de yacimientos y actividades de SSMA<sup>1</sup>. El monto de inversión asociado al Escenario Base es de [REDACTED] y se distribuye de la siguiente manera:



---

<sup>1</sup> Seguridad, Salud y Medio Ambiente

<sup>2</sup> Dólares de los Estados Unidos





**Tabla 6. Escenario Base: Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.**

**d) Análisis del Programa de Inversiones: Escenario Base**

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 Contratista. El resultado de este análisis se muestra en la Figura 9, a continuación.

---

<sup>3</sup> Millones de dólares de los Estados Unidos

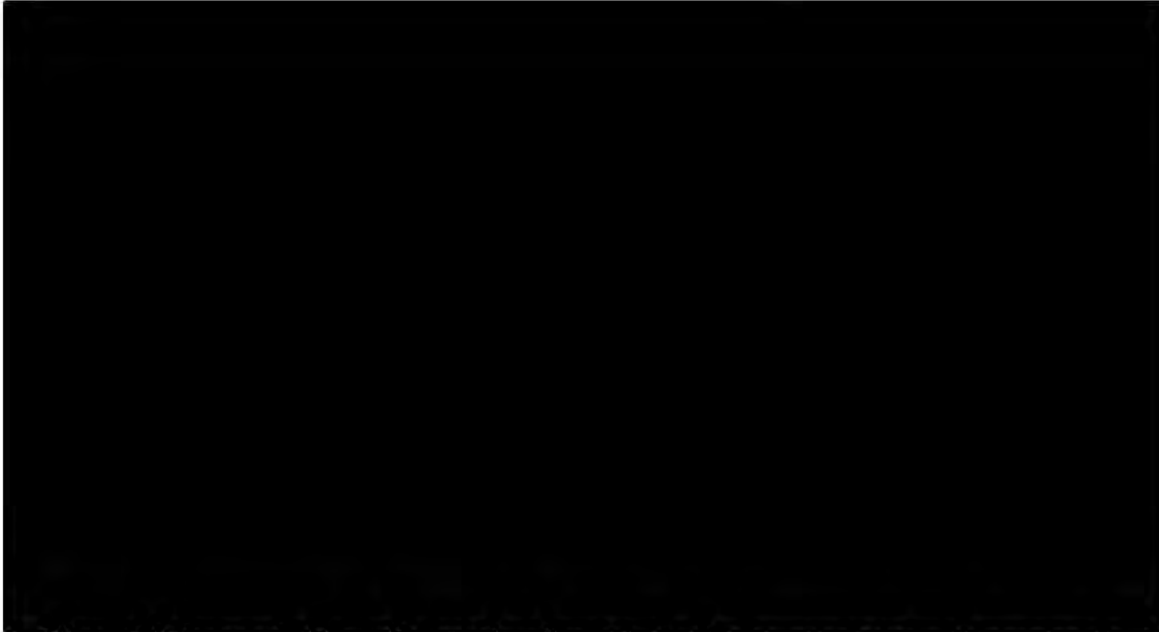


Figura 10 Escenario Base: Rango de referencia de Costos asociados al Programa de Inversiones del Periodo Inicial de Exploración (Montos en MMUSD).

**e) Descripción de las inversiones programadas: Escenario Incremental**

Como parte del Escenario Incremental, el Contratista incrementaría el número de actividades y/o estudios considerados en el Escenario Base (las actividades de geofísica incrementarían en 50%; mientras que las actividades de geología, ingeniería de yacimientos y SSMA incrementarían en más del 100%), así como la potencial perforación de un pozo (Balaknak-1). Consecuencia de lo descrito con anterioridad, el monto de inversión considerado por el Contratista, para la ejecución de esta alternativa asciende a [REDACTED] y se distribuye de la siguiente manera:

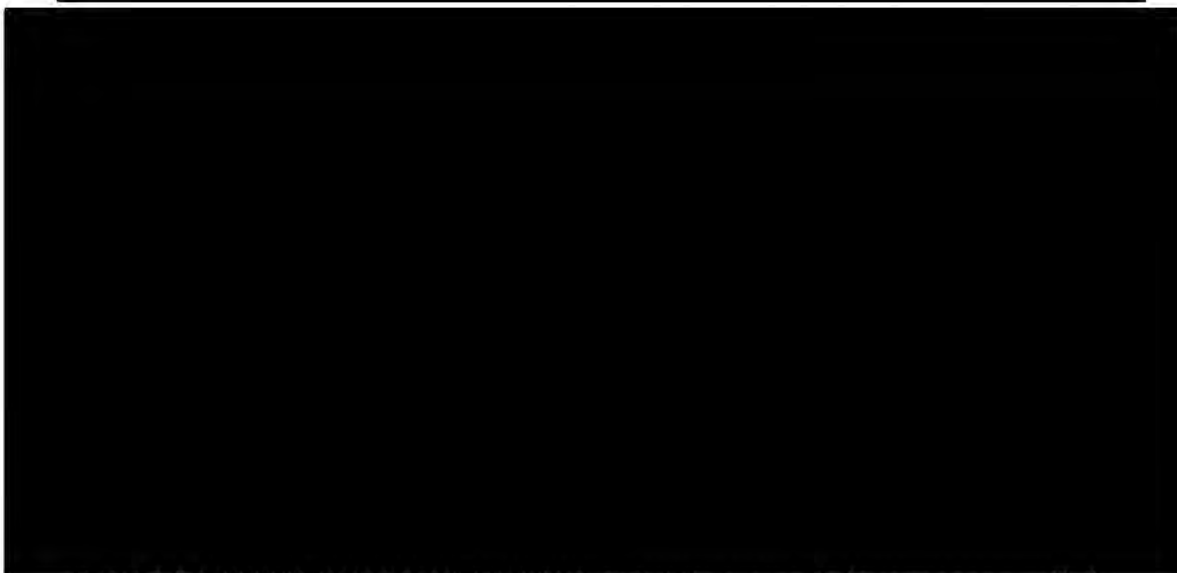


Tabla 7. Escenario Incremental: Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.

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

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 Contratista. El resultado de este análisis se muestra en la Figura 12, a continuación.



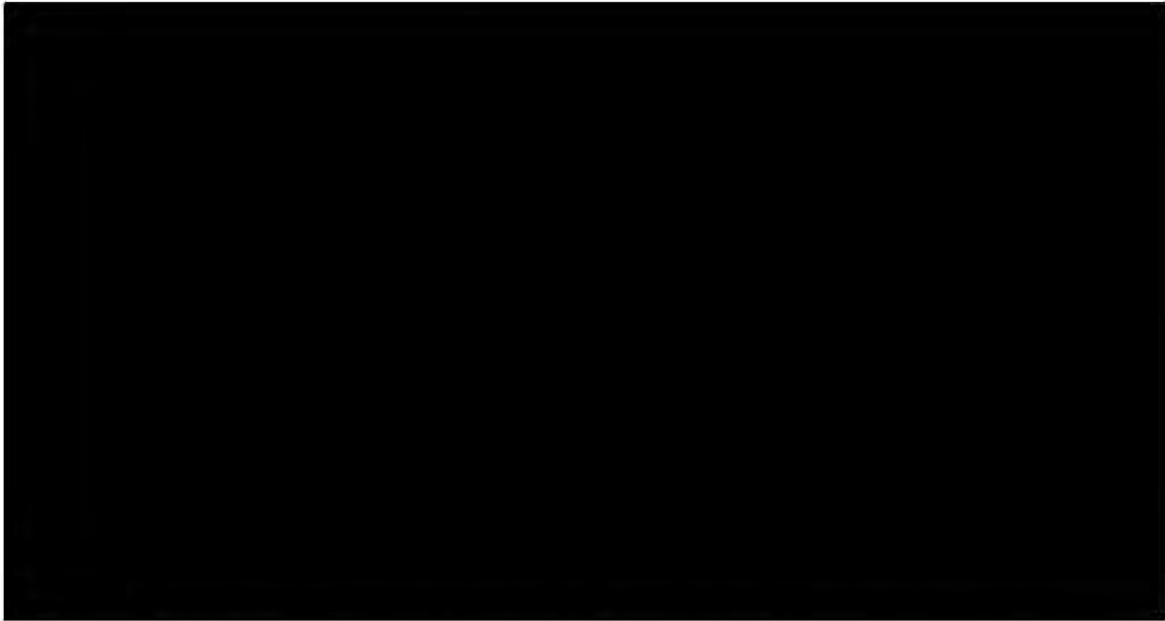


Figura 12. Escenario Incremental: Rango de referencia de Costos asociados al Programa de Inversiones del Periodo Inicial de Exploración (Montos en MMUSD).

#### g) Opinión

Resultado de los análisis anteriores, se observa que el total de las inversiones propuestas por el Contratista, tanto para el Escenario Base como para el Escenario Incremental, se encuentran dentro del rango de precios establecido. En tal virtud, la opinión de esta DGEEE es favorable respecto a la aprobación del Plan de Exploración en los términos solicitados por el Contratista.

### IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA EXPLORACIÓN

De acuerdo con las actividades del Plan del Contrato CNH-R02-L01-A14.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

- 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 SE informó a esta Comisión mediante oficio UCN.430.2018.0180 recibido en la Comisión el 18 de mayo de 2018, que "Con base en la información presentada, se considera probable que se cumpla con la obligación en materia de contenido nacional, en consecuencia, esta Unidad tiene una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional para la etapa de Exploración presentado para el contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017", acorde con lo establecido en la Cláusula 20.3.

Asimismo, en relación con el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, la SE comunicó a esta Comisión mediante oficio UCN.430.2018.0269 recibido en la Comisión el 18 de junio del 2018, que "esta Unidad tiene una opinión favorable con relación al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología del Contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017". Lo anterior, acorde con lo establecido en la Cláusula 20.5 del Contrato.

Cabe enfatizar que, el Plan de Exploración presentado por el Contratista no incluye la perforación de pozos exploratorios durante el Periodo Inicial de Exploración. No obstante, se emite el presente dictamen sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por todas las autoridades competentes, así como aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0350/2018, la ASEA indicó que "**La empresa Eni México S.**



*de R.L. de C.V., ingresó el 29 de junio 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 13 de octubre de 2016, se le asignó la clave CURR: ASEA-EIM16004C”.*

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 Contratistas 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 Reguladores Coordinados en Materia Energética, motivo por el cual se contempla la emisión de la presente Resolución sin perjuicio de la obligación del Contratista 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 Contratista en los apartados que anteceden, se advierte que las actividades programadas permitirán consolidar nuevo conocimiento geológico del subsuelo, y aportará un mayor sustento para la evaluación del potencial petrolero a través de la ejecución de estudios exploratorios y el reprocesamiento de información sísmica 3D misma que, permitirá mejorar la calidad de la imagen sísmica de los prospectos identificados preliminarmente y la estimación del volumen de recursos prospectivos.



La incertidumbre exploratoria requiere alcanzar niveles aceptables antes de tomar la decisión de perforar algún prospecto. La ejecución del Plan permitiría alcanzar los objetivos planteados por el Contratista.

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

- **Observancia de las Mejores Prácticas.** En relación con la información proporcionada por el Contratista, la Comisión advierte que la secuencia de actividades propuestas en el Plan es acorde a las Mejores Prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial petrolero, mediante estudios exploratorios y técnicas de procesamiento sísmico de última generación. Por lo anterior se concluye que, se aplicarían las Mejores Prácticas de la Industria, de conformidad con el análisis presentado en el numeral III.
- **Incorporación de reservas.** De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos presentados por el Contratista en el Plan la Comisión identifica una posible incorporación de recursos asociados a la perforación de prospecto Balaknak-1 por [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 se contempla en este Plan de Exploración. En caso de que el Contratista decida realizar actividades de Evaluación para el descubrimiento realizado por el pozo Xulum-101A, es necesario que someta el Plan de Evaluación correspondiente para aprobación de ésta Comisión. Por lo anterior, se advierte que no hay materia para la evaluación de la delimitación del área en el Plan al que 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, y en el supuesto de la ejecución total de las mismas, se refleja que la secuencia implementada por el Contratista permitirá cubrir la primera etapa del proceso exploratorio, relacionada a la

evaluación del potencial petrolero, toda vez que mediante la integración y correlación de los resultados derivados de los estudios exploratorios y procesamiento de información sísmica, se tendrá un mayor entendimiento del subsuelo en el Área Contractual, que permita identificar los elementos de riesgo e incertidumbre geológica para evaluar el potencial petrolero.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** En relación con la estrategia exploratoria propuesta por el Contratista y de sus actividades asociadas, particularmente la perforación del 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 propuesto por el Contratista, se concluye que, un reto tecnológico en el Área Contractual es el mejoramiento de la imagen sísmica debido a su complejidad estructural debido la historia geológica y a depósitos de sal (alóctona y autóctona), además de la presencia de capas altamente refractivas; por lo tanto, el Contratista planea obtener imágenes sísmicas de mayor nitidez. Al respecto, se aplicarán diversas tecnologías de procesamiento sísmico de última generación. Lo anterior, conforme a las mejores prácticas de la industria a fin de lograr resultados óptimos.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración.** Con base en la información presentada en el Plan y en un marco generalizado, los resultados que el Contratista planea obtener con la secuencia y tiempos de ejecución de las actividades exploratorias a desarrollar, la Comisión concluye que éstas se alinean a un proceso exploratorio acorde con la naturaleza geológica existente en el Área Contractual, toda vez que el Contratista orientaría el desarrollo de actividades propias de la evaluación del potencial petrolero que permitirá jerarquizar los prospectos identificados.





### 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 y en el sentido técnico que engloban la ejecución de las mismas, 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 en términos técnicos con la estrategia exploratoria y la etapa del proceso exploratorio, ya que permitirían acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero.

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

**Las inversiones programadas.** Al respecto, se advierte que el Contratista presentó el Programa de Inversiones, mismo que contempla un monto de [REDACTED] millones de dólares para el Escenario Base y de [REDACTED] millones de dólares para el Escenario Incremental, 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. En caso de la ejecución de la totalidad de las actividades del Escenario Base e Incremental, la inversión total sería de [REDACTED]

- **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 la totalidad de las actividades propuestas por el Contratista, son adecuadas para alcanzar el objetivo planteado, orientado a la evaluación del potencial petrolero. En caso de la perforación del prospecto Balaknak-1 y de resultar exitosa, se estaría avanzando en la cadena de valor de exploración, pasando a la etapa de Incorporación de Reservas.

- **Pronóstico de la incorporación de reservas.** Con la perforación del prospecto Balaknak-1 documentado en el Plan de Exploración, 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 Contratista planea utilizar se apegan, en términos técnicos, con la estrategia exploratoria, objetivos y alcances definidos en el Plan, 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 tener elementos técnicos que permitan reducir la incertidumbre geológica y precisar el riesgo exploratorio asociado.

## VI.2 DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la aprobación del Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración, presentado por el Contratista Eni México S. de R.L. de C.V., correspondiente al Contrato CNH-R02-L01-A14.CS/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con los artículos 7 fracciones I, III, IV y VI; y 8 incisos a), b), c), d) y e) de los Lineamientos, 39 fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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.

En este contexto, el presente Dictamen es en sentido favorable para la aprobación al Plan de Exploración.

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 Anexos 5 del Contrato.

**Elaboró**



**M.I. Guadalupe del C. Alvarado Arias**  
Directora de Área

**Validó**



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

**Elaboró**



**Ing. Bruno Sebastián Rivas Rincón**  
Director de Área

**Validó**



**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.