



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

2022



# **Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Exploración del Contrato CNH- R02-L03-CS-06/2017**

**Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.**

*Diciembre de 2022*



# CONTENIDO

<b>I.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>II.</b>	<b>DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO</b>	<b>4</b>
	II.1 DATOS DEL CONTRATISTA	4
	II.2 DATOS DEL CONTRATO	4
	II.3 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	5
<b>III.</b>	<b>ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN</b>	<b>7</b>
<b>IV.</b>	<b>RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN</b>	<b>8</b>
<b>V.</b>	<b>CRITERIOS DE EVALUACIÓN APLICABLES PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO</b>	<b>9</b>
	V.1 ANTECEDENTES EXPLORATORIOS	10
	V.2 MODIFICACIÓN AL PLAN DE EXPLORACIÓN	12
	V.2.1 ACTIVIDADES ESCENARIO BASE	16
	V.2.1.1 ADQUISICIÓN (COMPRA) DE INFORMACIÓN AL CNIH	17
	V.2.1.2 REPROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN SÍSMICA 3D	17
	V.2.1.3 ESTUDIOS EXPLORATORIOS	19
	V.2.1.4 PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS	20
	V.3 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	22
	V.4 MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	24
	V.5 PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO	32
	V.6 RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RECURSOS A INCORPORAR	34
	V.7 ANÁLISIS ECONÓMICO	35
	V.8 PROGRAMAS ASOCIADOS	37
	V.8.1 PROGRAMA DE CONTENIDO NACIONAL Y CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA	37
	V.8.2 SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	37
<b>VI.</b>	<b>ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN</b>	<b>38</b>
	VI.1 INDICADORES DEL DESEMPEÑO	39
	VI.2 CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	39
	VI.3 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS 39 Y 40 DE LOS LINEAMIENTOS	40
	VI.4 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA	41
<b>VII.</b>	<b>SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO</b>	<b>43</b>



## I. INTRODUCCIÓN

El presente Dictamen Técnico se refiere a la modificación del Plan de Exploración (en adelante, Modificación) correspondiente al Contrato CNH-R02-L03-CS-06/2017 (en adelante, Contrato), derivada del otorgamiento del Periodo Adicional de Exploración (en adelante, Periodo Adicional de Exploración o PAE) sometido para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Operador o Contratista) mediante escrito LEG-2022-697, recibido en esta Comisión el 10 de octubre de 2022, en cumplimiento con las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y Anexo 5 del Contrato; y los artículos 22, 25, 39, fracciones I, II, 40, fracciones I, II y 41 fracción IV, así como el Anexo I de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 12 de abril de 2019 y modificados por acuerdos publicados el 31 de marzo y 20 de agosto de 2021.

De lo anterior, resulta necesario precisar que la Comisión aprobó el Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración (en adelante, PIE) mediante Resolución CNH.E.25.014/19 del 21 de mayo de 2019. Asimismo, mediante Resolución CNH.E.14.001/2021 de fecha 23 de febrero de 2021 la Comisión aprobó la modificación al Plan.

Posteriormente, el PAE se aprobó mediante el ACUERDO CNH.200.002/2022 (en adelante, ACUERDO) del 27 de septiembre de 2022, por el que Comisión adopta medidas de emergencia con la finalidad de promover el desarrollo de las actividades petroleras respecto del Contrato, hasta por dos (2) años adicionales contados a partir del vencimiento del PIE, en donde en su ACUERDO CUARTO, establece lo siguiente:

*"CUARTO.- Requerir al Contratista que presente en un plazo no mayor a diez días hábiles siguientes a la notificación del presente Acuerdo, una nueva solicitud de modificación al plan de Exploración de conformidad con el artículo 41 de los Lineamientos."*

Por lo anterior, es importante señalar que la Modificación da cumplimiento con lo establecido en el ACUERDO, ya que, mediante el escrito LEG-2022-697 recibido en esta Comisión el día 10 de octubre de 2022, el Operador solicitó la aprobación de la Modificación para el PAE.

Para llevar a cabo el análisis técnico del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en la Modificación, las Direcciones Generales de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE), de Medición y

Comercialización de la Producción (en adelante, DGMycP), de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante, DGPyeE) y de Seguimiento a Contratos (en adelante, DGSC) de la Comisión, consideraron el cumplimiento de los artículos 18, 19, 39, fracciones I, II, y 40, fracciones I, II, así como el Anexo I de los Lineamientos.

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

### **II.1 Datos del Contratista**

El Contratista promovente de la Modificación para el Área Contractual CS-06 (en adelante, Área Contractual) es Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de México, cuyo objeto es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

### **II.2 Datos del Contrato**

El Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia, se celebró el 8 de diciembre de 2017 entre la Comisión y el Contratista.

La vigencia del Contrato es de treinta (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, de conformidad a la cláusula 3.1 del citado Contrato.

El PIE tuvo una duración de hasta 2 años, a partir de la aprobación del Plan de Exploración. No obstante, conforme a lo establecido en el *Acuerdo CNH.E.29.001/2020 por el que la Comisión establece diversas medidas a fin de promover el desarrollo de las actividades petroleras, publicado en el DOF el 3 de agosto de 2020 y el Acuerdo CNH.E.29.004/2021 para promover las Actividades Petroleras publicado en el DOF el 17 de mayo de 2021 y la suspensión por 90 días naturales a su Periodo Inicial de Exploración.*

Por lo anterior, mediante oficios 260.1406/2020 y 260.0909/2021, de fechas 30 de octubre de 2020 y 22 de junio de 2021, respectivamente, la Comisión otorgó la adición de 124 días naturales y la suspensión por 90 días



naturales al PIE, asociado al Contrato. Asimismo, mediante Resolución CNH.E.008/2021 del 30 de julio de 2021, la Comisión aprobó la prórroga del PIE por un total de sesenta (60) días naturales.

En este contexto el PIE concluyó el 2 de marzo de 2022, periodo en el cual el Contratista logró llevar a cabo diversas Actividades Petroleras, tal es el caso de la actualización de estudios geológicos y geofísicos que dieron pauta a replantear la estrategia para el PAE y en consecuencia la actualización de la cartera de prospectos exploratorios, además de cumplir con el Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT) por lo que tuvo los requerimientos para solicitar el PAE.

Mediante el ACUERDO del 27 de septiembre de 2022, la Comisión aprobó el PAE hasta por dos (2) años adicionales contados a partir del vencimiento del PIE.

Por lo anterior, la presente Modificación considera lo establecido en el ACUERDO Cuarto, y se incluye las actividades exploratorias a realizarse durante los dos (2) años subsecuentes correspondientes al PAE, con el fin de maximizar el valor estratégico del Área Contractual y lograr al menos un Descubrimiento.

### II.3 Datos del Área Contractual

El Área Contractual se localiza geográficamente en el municipio de Macuspana; perteneciente al Estado de Tabasco, en la Provincia Petrolera Cuencas del Sureste, tiene una superficie aproximada de 148.190 km<sup>2</sup>. Las coordenadas que delimitan el Área Contractual se circunscriben con los vértices que se ilustran en la Figura 1 y se enlistan en la Tabla 1.

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	92°32'00"	17°48'30"	9	92°28'30"	17°49'00"
2	92°32'00"	17°46'30"	10	92°28'30"	17°50'00"
3	92°31'30"	17°46'30"	11	92°24'00"	17°50'00"
4	92°31'30"	17°46'00"	12	92°24'00"	17°45'00"
5	92°31'00"	17°46'00"	13	92°25'30"	17°45'00"
6	92°31'00"	17°45'00"	14	92°25'30"	17°43'30"
7	92°29'00"	17°45'00"	15	92°34'00"	17°43'30"
8	92°29'00"	17°49'00"	16	92°34'00"	17°48'30"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión).



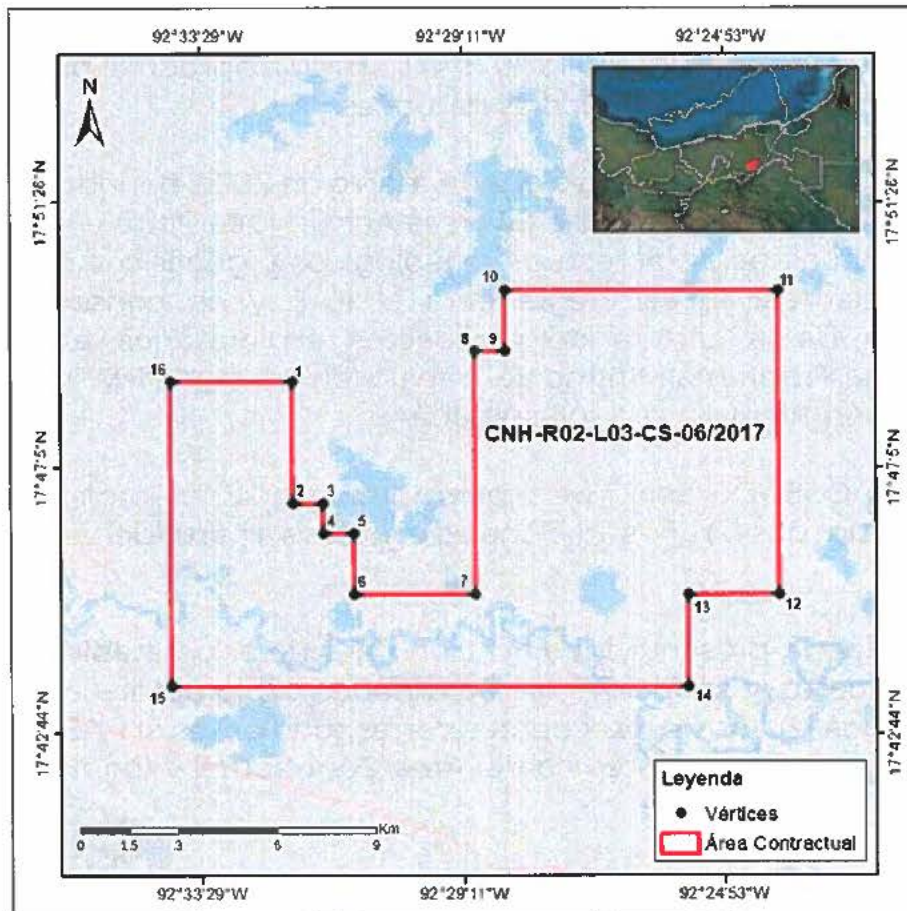


Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión).

El Contrato no presenta restricción de profundidad, en consecuencia, las actividades amparadas en el mismo pueden realizarse en todas las formaciones geológicas.

Cabe señalar, que la Comisión evaluará la Regla de Reducción y Devolución del Área Contractual, que resulte aplicable conforme a lo dispuesto en la Cláusula 7.1 del Contrato.

Finalmente, se hace del conocimiento al Contratista que la presente aprobación no representa un pronunciamiento respecto de las obligaciones relacionadas con lo estipulado en la Cláusula 7 del Contrato.



### **III. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN**

La Modificación fue presentada de conformidad con el artículo 31, fracción VIII de la Ley de Hidrocarburos, las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4, Anexo 5 del Contrato y los artículos 22, 25, 39, fracciones I, II, 40, fracciones I, II y 41 fracción IV, así como el Anexo I de los Lineamientos, el Contratista presentó su solicitud de modificación (en adelante, Solicitud) en donde incluyó las actividades que pretende realizar durante el PAE.

A través de dicha Solicitud, el Contratista refiere que continuará con la ejecución de actividades exploratorias y dará cumplimiento a los compromisos contractuales adquiridos durante el PIE y a los que está obligado a cumplir para el PAE, es decir, aquellas actividades relativas a la ejecución de actividades equivalentes a la perforación de un pozo exploratorio, de acuerdo con lo definido en el Anexo 5 del Contrato.

Adicionalmente el Contratista refiere que, a través de los resultados de las actividades exploratorias realizadas, y dado su avance, es necesario llevar a cabo una actualización de actividades, así como su recalendarización con el objetivo de llevar a cabo un análisis de información adicional que le permita confirmar el potencial de los prospectos identificados, y en su caso, actualizar las localizaciones de la cartera de prospectos cuya relación volumen/riesgo sea más atractiva desde el punto de vista técnico y económico.

En un contexto generalizado, dichas actividades consistirían en lo siguiente:

1. Actualizar la estrategia exploratoria a desarrollar para el PAE;
2. Recalendarizar las actividades relativas a la perforación de pozos Exploratorios;
3. Actualizar los periodos en los cuales se llevarán a cabo las perforaciones de los prospectos y los estudios exploratorios;
4. Actualización del Programa de Inversiones, y
5. A través de las actividades petroleras susceptibles de acreditar Unidades de Trabajo, cumplir con los compromisos adquiridos.



El objetivo principal de la Modificación consiste en la evaluación del potencial petrolero e incorporar recursos por medio de la perforación de pozos exploratorios, en zonas consideradas por el Contratista con mayor prospectividad en los *plays*

La estrategia exploratoria definida por el Contratista dentro de la Modificación considera evaluar el potencial petrolero e incorporar recursos de hidrocarburos; mediante la realización de estudios exploratorios y actividades propias de perforación de prospectos exploratorios.

Con base en la información que integra la Modificación y los objetivos establecidos, el Contratista define en su propuesta un único Escenario operativo, denominado Escenario Base.

#### **IV. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN**

El 10 de octubre de 2022, el Contratista solicitó a la Comisión la aprobación de la Modificación a fin de cumplir con lo establecido en el artículo 41 fracción IV de los Lineamientos.

El proceso de revisión, evaluación, Dictamen Técnico y Resolución para la Modificación propuesta por el Contratista involucró la participación de la DGDE, DGMycP, DGPyEE y DGSC de la Comisión.

Además se solicitó a la Secretaría de Economía (en adelante, Secretaría), en el ámbito de sus competencias, su opinión respecto del Porcentaje de Contenido Nacional y del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica; mientras que, en términos del artículo 8 de los Lineamientos, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia), la información para que lleve a cabo sus facultades y atribuciones en relación con el Sistema de Administración de Riesgos (en adelante, Sistema de Administración).





La Figura 2 muestra, en un contexto generalizado, la relación cronológica para la revisión, evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto de la Modificación presentada por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.081/2022 de la DGDE de esta Comisión.

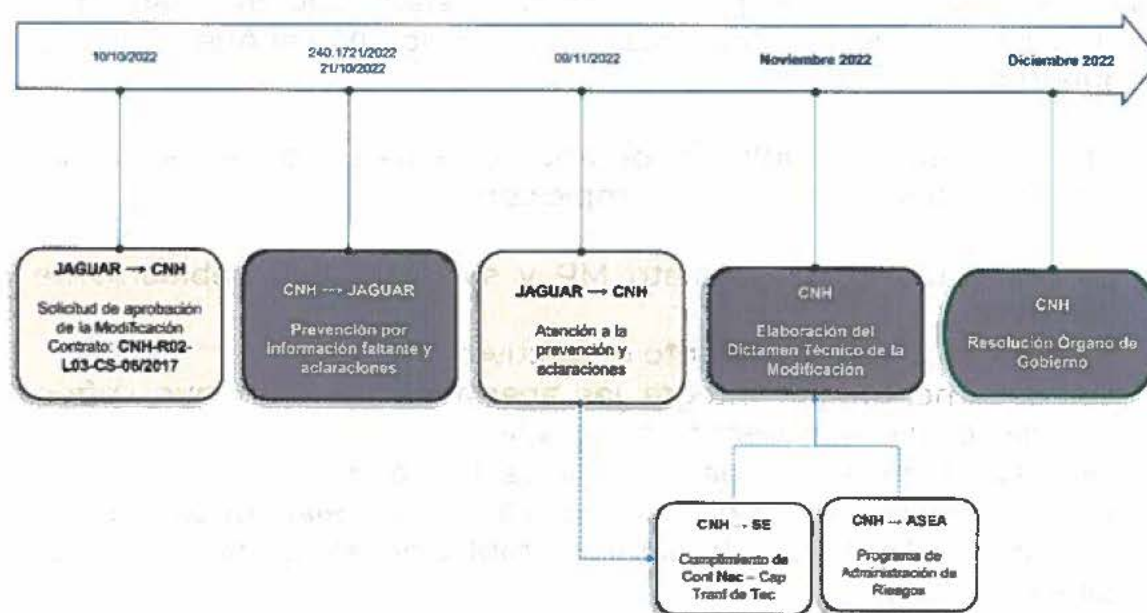


Figura 2. Relación cronológica para la revisión, evaluación, Dictamen Técnico y Resolución de la Modificación.  
(Fuente: Comisión).

## V. CRITERIOS DE EVALUACIÓN APLICABLES PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO

Para la Dictaminación de la Modificación se verificó que las actividades propuestas por el Contratista cumplieran con el contenido del 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 y la Incorporación de Reservas.

La Comisión consideró las bases previstas, principios y criterios en términos de los artículos 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), 22, 25, 39, fracciones I, II, 40, fracciones I, II y 41 fracción IV y Anexo I de los Lineamientos, para el análisis técnico de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en la Modificación, considerando también las características geológico-petroleras del área, así

como el grado de avance de las actividades de Exploración necesarias y esperadas en el Área Contractual.

Al respecto, se advierte que las actividades propuestas por el Contratista en la Modificación dan cumplimiento a lo establecido en las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y el Anexo 5 del Contrato, así como lo establecido en los artículos 25, 39, fracciones I y II; 40, fracciones I, II; 41 fracción IV y el Anexo I de los Lineamientos.

Asimismo, la Solicitud cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de Lineamientos, toda vez que cumple con:

- La presentación del formato MP y su instructivo debidamente llenados;
- El pago del aprovechamiento respectivo;
- Un documento que integra los apartados del Plan que sufren modificación en una versión integrada;
- Una tabla comparativa de los cambios que se proponen, y
- La justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado, con la información y nivel de detalle establecido en el Anexo I de los Lineamientos.

### V.1 Antecedentes exploratorios

Dentro del Área Contractual se realizaron diversas actividades exploratorias de Geología y Geofísica durante el PIE orientadas a la Evaluación del Potencial Petrolero e Incorporación de Reservas.

De manera generalizada, en la Tabla 2 se incluye una descripción de las distintas actividades exploratorias realizadas, entre las que se incluyen la adquisición y/o reprocesamiento de información sísmica y estudios exploratorios dentro del Área Contractual.

Actividades petroleras		Resultados	Periodo
Adquisición y/o procesamiento de información sísmica	Adquisición de información a CNIH (compra).	Mejoró la calidad de la imagen sísmica a través de una mejor continuidad de las amplitudes. Identificación de áreas con amplitudes que pueden relacionarse a la presencia de hidrocarburos.	2019-2021
	Reprocesamiento sísmico del estudio Zopo Medellín 3D.	Disminución del riesgo geológico que se había evaluado para los prospectos exploratorios, incrementando la probabilidad de éxito.	
Estudios exploratorios	Actualización de Modelo estratigráfico.	Permitieron dar un mayor soporte a los prospectos exploratorios documentados	



Actividades petroleras		Resultados	Periodo
	Actualización de Modelo geológico.		
	Actualización de modelo petrofísico.		
	Caracterización inicial de yacimientos.		
	Actualización de prospectos exploratorios.		
	Evaluación de Recursos prospectivos y Estimación de Reservas.		

Tabla 2. Actividades realizadas.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Por lo anterior, es importante señalar que, dentro del Área Contractual, existen ocho (8) pozos exploratorios perforados (Figura 3) por el entonces Operador, la empresa productiva del Estado, Pemex Exploración y Producción. En términos generales, en la Tabla 3 se incluyen los resultados de los pozos antes referidos.

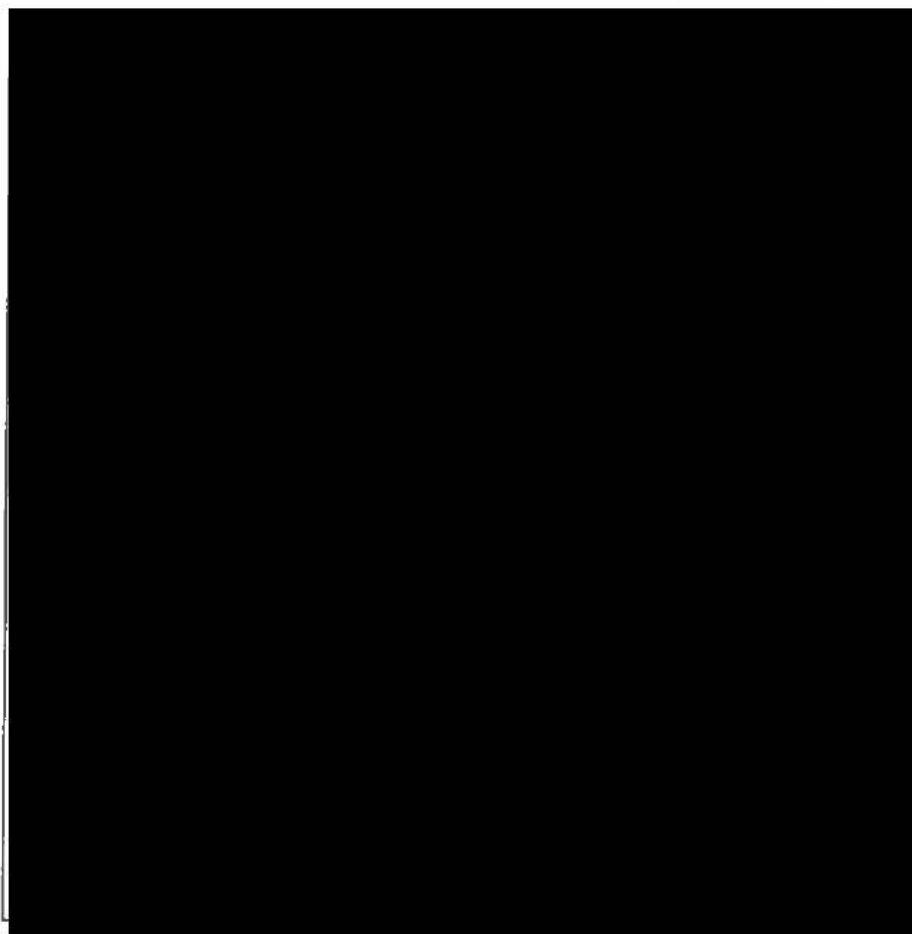


Figura 3. Pozos perforados dentro del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión).

A

Nombre del pozo	Estado actual	Año de perforación	Resultado
Pijul-1			
Popal-1			
Puxcatan-1			
Regocijo-1			
Triunfo-1			
Triunfo-101			
Triunfo-2			
Triunfo-3			

Tabla 3. Pozos perforados dentro del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En este sentido, es importante señalar que, a pesar de la existencia de pozos exploratorios perforados dentro y en zonas adyacentes del Área Contractual, derivado de sus resultados, se resalta la necesidad de continuar con la Exploración en el área, mediante la ejecución de actividades exploratorias que permitan comprender las características geológicas prevalecientes.

## V.2 Modificación al Plan de Exploración

Se señala que las actividades propuestas se alinean a los supuestos de modificación contenidos en la fracción IV del artículo 41 de los Lineamientos. En este contexto, la Modificación procede en virtud de lo siguiente:

"(...)

*IV. Cuando se otorgue el periodo adicional de Exploración en términos de las Asignaciones o Contratos respectivos.*

*En este caso, la Modificación al Plan de Exploración deberá presentarse para aprobación al momento en que se solicite a la Comisión el periodo adicional de Exploración para el caso de los Contratos, o a la Secretaría, tratándose de Asignaciones.*

*No será necesario solicitar la modificación, cuando en el Plan aprobado ya se encuentren previstas las actividades que realizará durante el periodo adicional de Exploración que se otorgue;*

(...)"

En tal sentido, procede la Modificación, debido a lo siguiente:

- I. Que mediante escrito recibido en la Comisión el 9 de diciembre de 2021, el Contratista solicitó la ampliación del Periodo de Exploración en términos de la Cláusula



4.3 del Contrato, por dos años adicionales.

- II. El 27 de septiembre de 2022, mediante el ACUERDO CNH.200.002/2022, la Comisión aprobó el PAE para el cual, el Contratista planea continuar con actividades exploratorias que le permitan identificar, evaluar y confirmar el Potencial Petrolero dentro del Área Contractual con el objeto de lograr al menos un Descubrimiento.
- III. Que el 10 de octubre de 2022, el Contratista presentó para su aprobación la Solicitud, la cual contempla las actividades a ejecutar durante el PAE del Contrato.

En relación con la información presentada por el Contratista, el objetivo de la Modificación consiste en la incorporación de recursos contingentes mediante la perforación de pozos exploratorios en los plays [REDACTED]

[REDACTED] dentro del Área Contractual, por lo anterior, la estrategia planteada durante el PAE, consiste en ejecutar actividades exploratorias, orientadas a la perforación de prospectos exploratorios, lo que resulta acorde con las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional, ya que se advierte que el flujo de trabajo propuesto, dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio, se enfoca en las etapas de Evaluación del Potencial Petrolero y de Incorporación de Reservas.

En este sentido, se realizó un análisis del conjunto de actividades que integran la Modificación (Figura 4) que, en un contexto generalizado, se identificaron y agruparon, para así visualizar y conceptualizar los objetivos y alcances, a fin de verificar la congruencia que guardan en función de la estrategia exploratoria planteada, considerando que se busca fortalecer la cartera de prospectos exploratorios que permitan incorporar recursos contingentes dentro del Área Contractual.

Las actividades propuestas a ejecutar se muestran en el cronograma de actividades de la Figura 4, programadas para el PAE, las cuales se esquematizaron en tres (3) rubros principales:

1. Adquisición (compra) y reprocesamiento de información sísmica 3D;
2. Estudios exploratorios, y
3. Perforación de prospectos exploratorios.



En la siguiente Tabla, se enlistan en un contexto generalizado las actividades exploratorias e inversiones a ejecutar durante el PAE.

<b>Periodo Adicional de Exploración<sup>1</sup></b>				
<b>Contrato: CNH-R02-L03-CS-06/2017</b>				
<b>Actividades e Inversiones</b>		<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>Total</b>
Adquisición (compra) de información	Modificación	1 <sup>2</sup>	-	1 <sup>2</sup>
Reprocesamiento de información sísmica 3D	Modificación	1*	-	1*
Estudios exploratorios	Modificación	16**	2	18
Perforación de pozos	Modificación	5	1	6

<sup>1</sup> PAE del 3 de marzo de 2022 al 3 marzo de 2024.

<sup>2</sup> Inicia en diciembre de 2022.

<sup>3</sup> Incluye [REDACTED] correspondiente a 2022.

\* Representa una cobertura total de aproximadamente 645.63 km<sup>2</sup>, de los cuales 148.00 km<sup>2</sup> corresponden al Área Contractual.

\*\* Las actividades son consideradas al inicio del periodo de ejecución. Adicionalmente se consideran dos estudios denominados: Conceptualización de Infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos y Evaluación Técnica-Económica del Proyecto.

\*\*\*inversiones totales, las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 4. Actividades e inversiones a realizar durante el PAE.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).



Modificación - CNH-R02-L03-CS-06/2017																		
Actividades exploratorias		2022	2023									2024						
		d	e	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	e	f	m	
Adquisición y/o procesamiento de información sísmica	Compra de información al CNIH																	
	Reprocesamiento de información sísmica 3D																	
Estudios exploratorios	Interpretación sísmica																	
	Actualización de Modelo de Yacimientos y Caracterización																	
	Actualización de Modelo Estático																	
	Actualización de Modelo Estratigráfico																	
	Actualización de Modelo Geológico																	
	Actualización de Modelo Petrofísico																	
	Diseño de Pozo Tipo (VCD)																	
	Análisis de Núcleos																	
	Análisis de Resultados de la Perforación																	
	Evaluación de Recursos Prospectivos y Estimación de Reservas																	
	Conceptualización de Infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos																	
	Evaluación Técnica-Económica del Proyecto																	
Documentación de Descubrimientos																		
Perforación de prospectos exploratorios*	Yaxkin-1EXP																	
	Nusca-1EXP																	
	Puuc-1EXP																	
	Kinkan-1EXP																	
	Ikai-1EXP																	
	Kluktal-1EXP																	

\* Se consideran las etapas de movimiento de equipo, perforación y terminación de pozos, así como las Pruebas de Presión y Producción durante la Terminación.

Figura 4. Cronograma de actividades de la Modificación.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Cabe señalar que, de las actividades propuestas por el Contratista como parte de la Modificación, existen actividades cuya ejecución ha sido materializada y otras iniciaron previo a la emisión del presente Dictamen Técnico, 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.

Por lo anterior, y atendiendo la esquematización del conjunto de actividades que integran la Modificación, es necesario precisar que dichas actividades se apegan a una secuencia lógica dentro del proceso



exploratorio, dados los antecedentes, las características geológicas prevalecientes y el tipo de hidrocarburo esperado en el Área Contractual, y que las propuestas definidas se sustentan sobre un conjunto de estudios exploratorios y el reprocesamiento de información sísmica 3D, donde se advierte el interés del Contratista por dar continuidad, generar mayores elementos técnicos que permitan reducir el grado de incertidumbre y riesgo geológico dentro del área, aunado a la integración y correlación de los resultados que deriven de la eventual perforación de prospectos exploratorios y de los estudios exploratorios que el Contratista planea desarrollar.

Considerando lo enunciado en el apartado *III. Elementos generales de la Modificación*, del presente Dictamen Técnico, a continuación, se detalla el Escenario operativo documentado:

- **Escenario Base:** incluye el desarrollo y ejecución de las actividades exploratorias que no dependen del desarrollo o éxito de otras actividades, las cuales están consideradas para cumplir con los compromisos asociados a Unidades de Trabajo (en adelante, UT) para el PAE establecidos en el Anexo 5 del Contrato. En este contexto, las actividades propuestas a ejecutar en el Escenario Base son:
  - Adquisición - compra de información al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (en adelante, CNIH);
  - Reprocesamiento de información sísmica 3D;
  - Estudios Exploratorios;
  - Perforación y Terminación de hasta seis (6) prospectos exploratorios, y
  - Pruebas de Presión-Producción.

### V.2.1 Actividades Escenario Base

Para el caso particular del conjunto de actividades documentadas en el Escenario Base, la propuesta definida en la Modificación considera la Adquisición (compra) de información al CNIH, reprocesamiento de información sísmica 3D, la ejecución de estudios exploratorios y la perforación de seis (6) prospectos exploratorios con objetivos en los *plays*

[Redacted text block]



### V.2.1.1 Adquisición (compra) de información al CNIH

El Contratista refiere la compra de datos al CNIH, con el objetivo de incrementar el conocimiento del potencial petrolero del área, por lo que estima comprar registros geofísicos de pozo, originales y evaluados, información de muestras y análisis, así como documentación asociada con perforaciones.

### V.2.1.2 Reprocesamiento de información sísmica 3D

Por lo que respecta a las tareas de adquisición, procesamiento y reprocesamiento de información sísmica 3D, el Contratista tiene programado llevar a cabo, el reprocesamiento de información sísmica 3D existente (Figura 5) del estudio Zopo Medellín 3D con una cobertura total aproximada de 645.63 km<sup>2</sup>, con un cubrimiento parcial de aproximadamente 148.00 km<sup>2</sup> dentro del Área Contractual.

En este sentido, es importante señalar que el Contratista manifestó que: *"...ha elaborado una cartera de proyectos de reprocesado sísmico 3D (Tabla 4.2) basada en las características geológicas del área, el tipo y calidad de los estudios sísmicos disponibles..."* por lo que en la Tabla 5 se enlistan las generalidades de cada proyecto.

Nombre del estudio	Tipo de Proyecto de Reprocesado Sísmico	Proyecto de Reprocesamiento Sísmico Estimado
Zopo Medellín 3D	Migración Pre-apilado	Proyecto avanzado de Migración pre-apilado mediante tecnologías de generación de imagen (RTM, LSDM, etc.) con modelado de velocidad.
		Proyecto Demigración-Remigración.
	Estudios especiales	Proyecto Conversión Tiempo a Profundidad (PSTM).
		Proyecto Re-procesamientos Especiales para AVO - Conversión a Tiempo de CRP Gathers en profundidad, acondicionado con remoción de ruidos y calibración de fase.
		Proyecto Atributos por Geometría.
		Proyecto Apilados parciales por Ángulo de Incidencia.
		Proyecto Atributos por Discontinuidad.
		Proyecto Atributos de Traza Compleja.
		Proyecto AVO.
		Proyecto Inversión Sísmica.

Tabla 5. Proyectos de reprocesamiento de información sísmica 3D programados.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

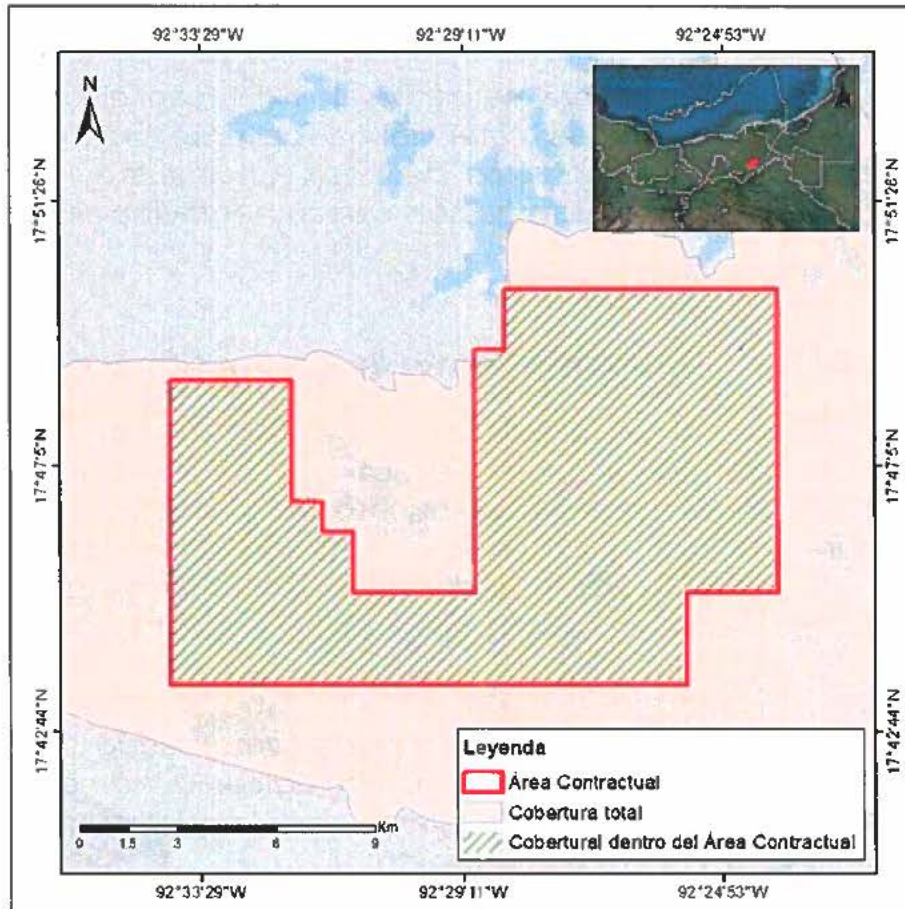


Figura 5. Área de cobertura de procesamiento de información sísmica 3D.  
 (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Por lo anterior, el Contratista planea la utilización de algoritmos (Kirchhoff y *Reverse Time Migration*) y diversos tipos de procesamiento (PSTM, Especiales para AVO, etc.) que le permitan incrementar la resolución de la imagen sísmica, así como de los objetivos geológicos de interés, con lo que se generarían mayores elementos técnicos para sustentar la perforación de los prospectos exploratorios documentados y avanzar dentro de la cadena del proceso exploratorio.

Cabe señalar, que para la ejecución de las actividades de procesamiento de información sísmica 3D, en términos de Reconocimiento y Exploración Superficial, el Contratista deberá cumplir con lo establecido en los artículos 5, 26, 27 y 33 de las *Disposiciones Administrativas de carácter general en materia de Autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial* (en adelante, Disposiciones ARES), publicadas en el DOF el 26 de enero de 2015 y modificadas por acuerdos publicados el 15 de abril de 2015, 16 de agosto de 2017, 24 de mayo de 2018 y 4 de marzo de 2020.





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, 16 y 17 de las Disposiciones de ARES. Lo anterior sin detrimento del cumplimiento de las demás obligaciones que deba atender en materia de Reconocimiento y Exploración Superficial.

### V.2.1.3 Estudios exploratorios

La propuesta para el Escenario Base consiste en el desarrollo de dieciocho (18) estudios exploratorios, los cuales de manera generalizada se presentan en la Tabla 6.

Nombre del estudio	Alcance
Interpretación Sísmica	Interpretar todos los horizontes y secuencias geológicas que presenten prospectividad de hidrocarburos, así como los horizontes regionales de amarre para realizar los ajustes al programa de perforación, modelo geológico, modelo estático.
Actualización de Modelo de Yacimientos y Caracterización	Generar un modelo que soporte los prospectos exploratorios identificados en el área contractual, reducir la incertidumbre en los gradientes de presión y temperatura para un diseño óptimo de la ingeniería de los pozos exploratorios. Actualizar la información con los resultados de las pruebas a realizarse en los prospectos exploratorios seleccionados.
Actualización de Modelo Estático	Obtener un modelo 3D de la configuración estructural y distribución de facies y propiedades petrofísicas que permitan conocer el carácter del yacimiento en condiciones estáticas, con el fin de reducir el riesgo exploratorio con distribución, presencia y calidad de roca almacén, así como acumulación.
Actualización de Modelo Estratigráfico	Actualizar la división de secuencias y cuerpos de interés locales o regionales, en caso de que como resultado de la perforación se identifiquen formaciones adicionales con potencial o la calibración de las cimas geológicas.
Actualización de Modelo Geológico	Actualizar mapas estructurales e interpretaciones regionales o locales, en caso de que como resultado de la perforación se identifiquen formaciones adicionales con potencial o la calibración de las cimas geológicas.
Actualización de Modelo Petrofísico	Actualizar el modelo petrofísico con los parámetros calculados con la información a adquirir de los registros originales geofísicos de pozo y de datos tomados en los pozos nuevos a perforar.
Diseño de Pozo Tipo (VCD)	Diseño de perforación y terminación de pozos exploratorios: Yaxkin-1EXP; Nuscaa-1EXP; Puuc-1EXP; Kinkan-1EXP; Ikal-1EXP, y Kuxtal-1EXP.
Análisis de Núcleos	Analizar las muestras de núcleo y fluidos obtenidos durante la perforación y terminación de pozo con respecto a su contenido de hidrocarburos y correlación con fluidos encontrados en yacimientos adyacentes.
Análisis de Resultados de la Perforación	Establecer los parámetros para calibrar el modelo local del prospecto y determinar así los resultados del pozo.

Nombre del estudio	Alcance
Evaluación de Recursos Prospectivos y Estimación de Reservas	Realizar una estimación de los recursos prospectivos presentes en toda el área contractual e integrar la información de volumetría en sus percentiles P10, P50, P90, riesgo geológico, jerarquizar la cartera exploratoria de todos los prospectos.
Documentación de Descubrimientos	Generar la documentación necesaria en caso de éxito, para declarar un descubrimiento, y establecer las bases para generar el programa de evaluación asociado al prospecto.
Conceptualización de Infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos	Generar un estudio conceptual que en caso de éxito geológico del descubrimiento permita identificar las necesidades superficiales para la construcción de infraestructura futura en el caso de éxito conlleve a un descubrimiento comercial.
Evaluación Técnica-Económica del Proyecto	Generar las evaluaciones económicas necesarias con los resultados del pozo exploratorio, para estimar la rentabilidad del descubrimiento en caso de éxito.

Tabla 6. Estudios exploratorios a ejecutar en la Modificación.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

#### V.2.1.4 Perforación de prospectos exploratorios

En el contexto de la perforación de prospectos exploratorios, el Contratista planea la perforación de hasta seis (6) prospectos exploratorios: Yaxkin-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Kinkan-1EXP, Ikal-1EXP y Kuxtal-1EXP (Figura 6). En la siguiente Tabla se incluyen las generalidades asociadas a cada prospecto exploratorio documentado.

Prospecto exploratorio	Tipo de trampa	Objetivo Geológico	Prof. cima	Prof. base	Prof. Total programada	Elevación del terreno (m)	Tipo de Hidrocarburos
			(mvbnm)	(mvbnm)	(mvbnm/mvbm)		
Yaxkin-1EXP							
Nuscaa-1EXP							
Puuc-1EXP							
Kinkan-1EXP							
Ikal-1EXP							
Kuxtal-1EXP							

\* Dado que se considera una trayectoria desviada, la profundidad total es de [REDACTED]

Tabla 7. Generalidades de los prospectos exploratorios considerados en el Escenario Base.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).



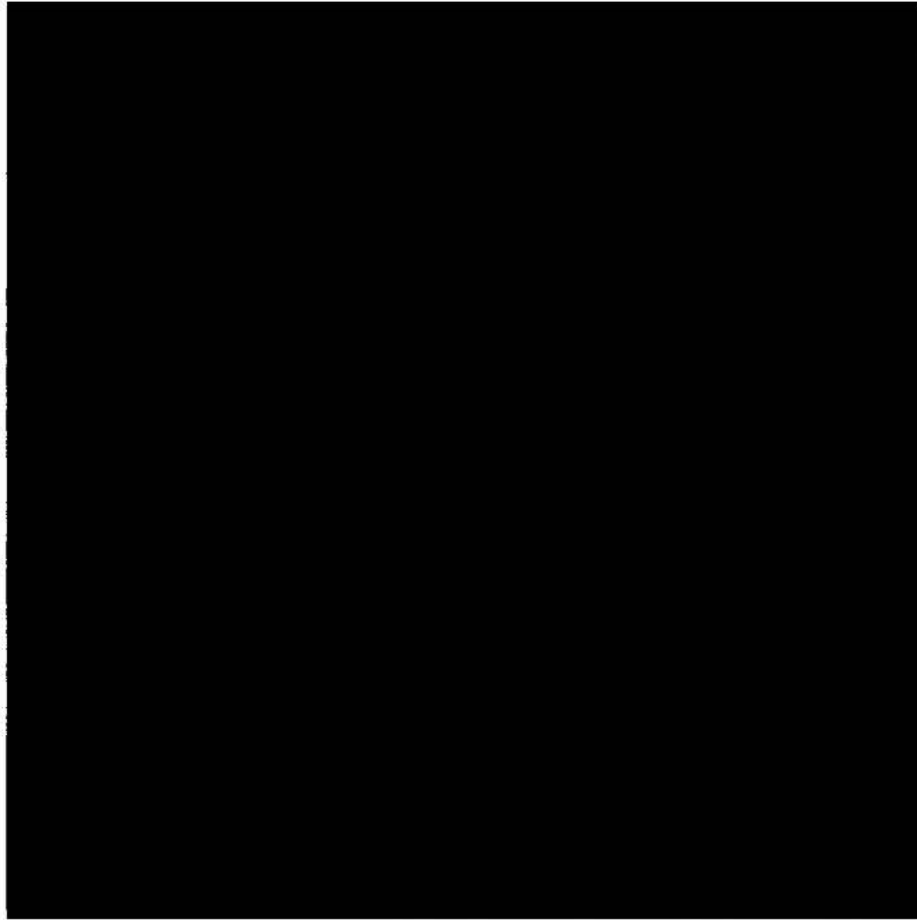


Figura 6. Prospectos exploratorios.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

El programa preliminar de adquisición de información consiste en la toma de registros geofísicos convencionales (GR, RT, Densidad, Neutrón y Sónico dipolar), registros geofísicos especiales (MRI Resonancia magnética nuclear, espectroscopia de rayos gamma, imágenes micro resistivas, adquisición de muestras de núcleos convencionales y de pared y análisis convencionales y especiales de muestras de núcleos, muestras de fluidos y pruebas de presión-producción convencionales (Presiones MDT, Muestras MDT, PVT y Pruebas de producción).

En este sentido, es importante precisar que para el caso particular de la eventual perforación de los prospectos exploratorios Nuscaa-1EXP y Kinkan-1EXP, y del análisis realizado a la información proporcionada, se infiere que las estructuras geológicas asociadas a estos prospectos, podrían exceder los límites del Área Contractual, por lo que en el supuesto del éxito exploratorio y de que el Contratista reúna elementos suficientes que le permitan inferir la posible existencia de un yacimiento compartido, deberá atender al procedimiento establecido en la Clausula 9.1 del

Contrato, así como en el artículo 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

En caso de obtener volúmenes comerciales de producción derivados de las pruebas de producción convencionales, el Contratista deberá reportarlos conforme a lo señalado en el artículo 36 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021.

Asimismo, el Contratista manifestó que "[REDACTED] serán aprovechados para determinar las características del yacimiento, propiedades del hidrocarburo y caudales de producción durante la realización de las pruebas de producción, así mismo, estos hidrocarburos serán aprovechados para la realización de las actividades consideradas en los apartados 4.3 Actividades Relativas a la Etapa de Caracterización y Delimitación y 8.1 Pruebas de Producción esto en conformidad con la Cláusula 5.4 del Contrato".

### **V.3 Pruebas de producción**

El Contratista tiene programada la ejecución de pruebas de producción convencionales en hasta seis (6) pozos en diferentes intervalos como parte de su estrategia exploratoria, con el objetivo de evaluar el potencial productor de los intervalos prospectivos del [REDACTED]

[REDACTED] de los Pozos Yaxkin-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Kinkan-1EXP, Ikal-1EXP, y Kuxtal-1EXP. Asimismo, es de señalar que, para los prospectos exploratorios con más de un objetivo, se realizarán pruebas independientes por cada intervalo. Las pruebas de producción programadas serían realizadas después de su Terminación. En la Figura 7, y en un contexto generalizado, se muestra la secuencia operativa a desarrollar.



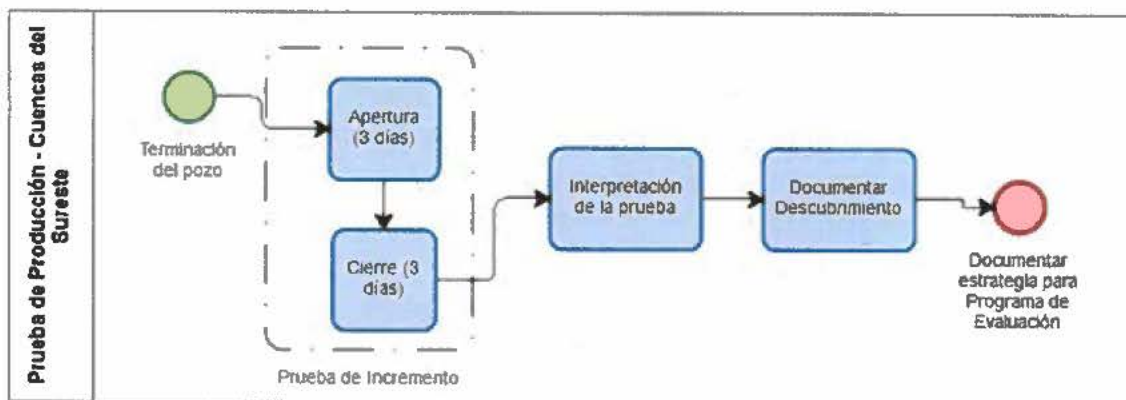


Figura 7. Secuencia operativa de las pruebas de producción de la Modificación. (Fuente: Contratista).

El diseño de la prueba de producción se efectuó con base en los datos obtenidos de los pozos de correlación, los cuales sirvieron para determinar algunas características esperadas en los prospectos exploratorios, proponiendo el siguiente diseño de la Figura 8.

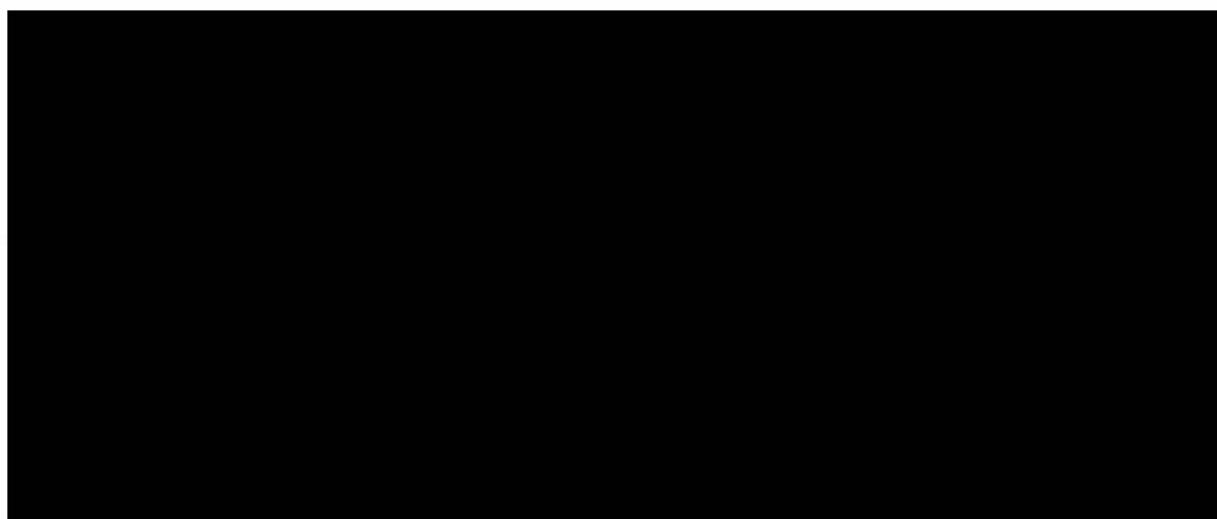


Figura 8. Diseño de la prueba de producción. (Fuente: Contratista).

Los objetivos de la prueba de producción son los siguientes:

- Realizar al menos una prueba de producción por prospecto exploratorio;
- El número final de pruebas de producción estará en función de los intervalos con potencial confirmado en la perforación. Para los pozos con múltiples objetivos (Yaxkin-1EXP, Nuscaa-1EXP, Kinkan-1EXP y Kuxtal-1EXP); se considera una prueba de producción

- implementando el uso de la herramienta Production Logging Tool (PLT por sus siglas en inglés) para discretizar los objetivos previstos;
- Evaluar el comportamiento de producción de los prospectos exploratorios en el Área Contractual, así como su productividad;
  - Validar el recurso técnicamente recuperable;
  - Estimar las propiedades de la formación, así como la capacidad de flujo, permeabilidad, el daño a la formación, etc.;
  - Definir o caracterizar la transmisibilidad del yacimiento;
  - Identificar los fluidos producidos y sus respectivas relaciones volumétricas;
  - Caracterizar algunas de las heterogeneidades del yacimiento, y de ser posible determinar la conectividad entre fallas, fronteras del yacimiento, etc.;
  - Estimar la máxima capacidad de flujo, y
  - Evaluar la eficiencia de los esquemas de terminación seleccionados.

#### **V.4 Medición y comercialización de Hidrocarburos**

El objetivo sobre la Modificación contempla la actualización de la estrategia exploratoria, orientada a mejorar el entendimiento del estado actual del subsuelo incluyendo las características físicas de las rocas que constituyen cada uno de los elementos del sistema petrolero, así como de la evolución a través del tiempo geológico de dichos elementos, lo cual le permitirá al Contratista tener un modelo conceptual de los procesos de dicho sistema y a su vez ratificar y/o actualizar los conceptos bajo los cuales se definieron los prospectos visualizados a la fecha y de ser posible incorporar y evaluar prospectos adicionales.

Por lo anterior, el Contratista pone a consideración de la Comisión los Puntos de Medición provisional para [REDACTED] de conformidad con lo establecido en el artículo 36 y 42 Bis fracciones I, II y III de los LTMMH, para los hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción convencionales de los Pozos Yaxkin-1EXP, Kinkan-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Ikal-1EXP y Kuxtal-1EXP.

Para la medición de los fluidos producidos como resultado de las actividades consideradas en la presente Modificación, el Contratista propone llevar a cada pozo un equipo de separación trifásica con equipos de medición independientes para la cuantificación de cada una de las fases producidas. El volumen [REDACTED] producto de las pruebas de producción será cuantificado mediante medidores de presión diferencial del tipo placa orificio (Punto de Medición provisional) a instalar a la salida



de gas del separador trifásico y posteriormente enviado a su disposición final, mientras que en caso de que se produzcan hidrocarburos líquidos en superficie (condensado y petróleo según sea el caso), estos serán cuantificados mediante medidores tipo Turbina previo a ser almacenados y medidos en presas metálicas de [REDACTED] de capacidad (Punto de Medición provisional) cada una para su posterior disposición final mediante Unidades de Presión y Vacío (en adelante, UPV).



Figura 9. Cronograma de las pruebas de producción.  
(Fuente: Contratista).

Para el manejo de la producción de líquidos, como opción principal el Contratista considera que estos podrían ser entregados en el Complejo Procesador [REDACTED] ya que es donde el Contratista visualiza mayores probabilidades de llegar a un acuerdo de medición y/o compraventa del hidrocarburo, sin embargo, como alternativa no se descarta la posibilidad de entrega en otra instalación de la zona como Estación de Recolección de [REDACTED] en adelante, ERG) [REDACTED], ERG [REDACTED] Batería de Separación [REDACTED] u otra a definir, dependiendo de los acuerdos comerciales a los que llegue el Contratista. Para la medición de los líquidos, la medición estática en presas metálicas se realizará con el fluido en reposo bajo la norma API MPMS 3.1 A y con cinta métrica conforme a lo especificado en la norma API MPMS 3.1 A sección 7.1.

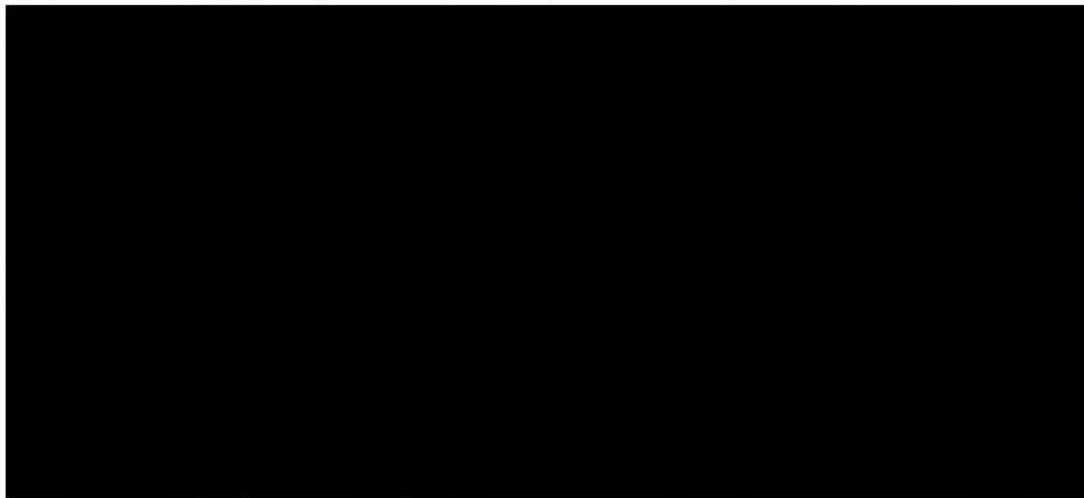


Figura 10. Esquema de medición de los pozos.  
(Fuente: Contratista).

*[Handwritten signature and mark]*

Cabe resaltar que, de acuerdo con la información presentada por el Contratista dentro de la propuesta de los Puntos de Medición provisional, está se evaluó en los términos establecidos en el artículo 42 Bis fracción I, II y III de los LTMMH, el cual menciona lo siguiente:

**Artículo 42 Bis.** *Del Punto de Medición provisional. Tratándose de Asignaciones y Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición incluyendo aquellos que se desarrollen en un programa de evaluación así como los derivados de un proceso de migración, de licitación o bien de producción temprana, conforme a los planes o programas respectivos, el Operador Petrolero, deberá presentar a consideración de la Comisión, dentro del plan o programa correspondiente, una propuesta de Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.*

*En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, lo siguiente:*

- I. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo;*
- II. El Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordadas con la propuesta del Operador Petrolero y cumplir con lo previsto en el artículo 9 de los presentes Lineamientos;*
- III. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo,*

Por lo anterior, se verificó la suficiencia y la congruencia de la propuesta del Punto de Medición provisional, con base en lo siguiente:

**i. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo**

**Puntos de Medición provisional de [REDACTED]**

Los Puntos de Medición provisional propuestos para la medición del [REDACTED] a producir mediante las pruebas de producción de los pozos mencionados se describen e identifican en la siguiente Tabla.

Pozo	TAG Identificación	Hidrocarburo	Tecnología Medición	Ubicación
Yaxkin-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Nusca-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]



Puuc-1EXP	
Kinkan-1EXP	
Ikal-1EXP	
Kuxtal-1EXP	

Tabla 8. Ubicación de los Puntos de Medición provisional.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

**ii. El Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta del Operador Petrolero y cumplir con lo previsto en el artículo 9 de los LTMMH**

Como parte de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para [REDACTED] y de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis, fracción II de los LTMMH la propuesta deberá de contener entre otras cosas, la propuesta del Responsable Oficial de Medición.

Por lo que, derivado de lo anterior, el Contratista entregó la información de los datos generales y oficio de designación del Responsable Oficial correspondiente a lo estipulado en los artículos 9 y 42 inciso XIV, de los LTMMH que tiene el cargo de Director de Comercialización como Responsable Oficial de la Medición de la producción de los Hidrocarburos es importante señalar que los datos del Responsable Oficial fueron entregados a esta Comisión y se encuentran bajo resguardo; aunado a ello, se acredita que el Responsable Oficial cuenta con las competencias técnicas acordes con la propuesta de los Puntos de Medición provisional de Petróleo, Gas y Condensado.

**iii. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo**

El Contratista presenta como parte de la Modificación, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, la propuesta del Punto de Medición provisional, determinación, asignación y calidad de los hidrocarburos [REDACTED] provenientes de los Pozos Yaxkin-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Kinkan-1EXP, Ikal-1EXP y Kuxtal-1EXP, en los

cuales se considera llevar a cabo pruebas de producción convencional programadas entre julio y diciembre 2023.

El manejo y medición de los hidrocarburos producidos de los Pozos Yaxkin-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Kinkan-1EXP, Ikal-1EXP y Kuxtal-1EXP considera colocar a boca de pozo un separador trifásico en el cual se cuantificarán por separado [REDACTED] durante su prueba de producción convencional. La producción de [REDACTED] será medida por separado mediante un medidor de flujo tipo turbina (medición operacional) para posteriormente dirigirse al arreglo de dos presas metálicas cubicadas, una para [REDACTED] y otra para hidrocarburos [REDACTED] siendo esta última el Punto de Medición provisional para el hidrocarburo [REDACTED] donde se realizará medición estática a través del método tradicional normalizado con cinta petrolera. Posteriormente, la producción de hidrocarburos [REDACTED] será enviada mediante UPV hacia instalaciones de un posible comprador. Por su parte, la corriente [REDACTED] será medida mediante medidor del tipo presión diferencial por placa de orificio ubicado a la salida del separador trifásico (Punto de Medición provisional para gas) previo a su envío para disposición final.

El Contratista presenta el procedimiento para llevar a cabo la medición, determinación y asignación del volumen neto de los hidrocarburos [REDACTED] basándose en lo establecido en el "Procedimiento para la Medición de volumen de [REDACTED]". Es importante mencionar que la producción de [REDACTED] de cada pozo será almacenada de manera individual en presas metálicas, por lo cual la determinación y asignación de volumen neto se realizará de forma individual en cada uno de los pozos propuestos, dado que las corrientes no se mezclarán.

Para la determinación de los parámetros de calidad de los hidrocarburos producidos, el Contratista documentó el "Procedimiento de medición de calidad [REDACTED]", en el cual se registra que la muestra volumétrica de los [REDACTED] será tomada en el Punto de Medición provisional para los [REDACTED]. Por su parte, los parámetros de la calidad [REDACTED] serán obtenidos en el Punto de Medición provisional [REDACTED] ubicado en el medidor de flujo placa de orificio a la salida del separador trifásico. Las muestras tanto de los hidrocarburos [REDACTED] se realizarán durante la ejecución de las pruebas de producción convencional de cada pozo y serán analizadas por un laboratorio acreditado y autorizado por la Entidad Mexicana de Acreditación.



Con relación al manejo y medición del agua, será medida a la descarga del separador trifásico mediante un medidor tipo turbina (medición operacional), para posteriormente almacenarla en una presa metálica (medición de referencia) y, por último, será transportada por UPV hacia su tratamiento final.

Por lo anterior, la DGMyCP revisó y analizó la información entregada por el Contratista correspondiente al artículo 42 Bis de los LTMMH, y concluye que los procedimientos propuestos para realizar la medición, determinación y asignación de la producción, así como la determinación de la calidad cuentan con los elementos necesarios para poder llevar a cabo dichos procesos.

### **Comercialización de la Producción**

En la información presentada por el Contratista, se visualiza que, durante las pruebas de producción [REDACTED] (en caso de que se presenten), serán medidos a boca de pozo, por lo que el Contratista somete a consideración Puntos de Medición provisional para la correcta medición y fiscalización del hidrocarburo que sea producido en los Pozos Yaxkin-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Kinkan-1EXP, Ikal-1EXP y Kuxtal-1EXP.

El Contratista presenta que [REDACTED] producido, después de ser medido, se irán a disposición final. En caso de que haya presencia de [REDACTED] en superficie, este sería enviado por UPV al Complejo Procesador [REDACTED] [REDACTED] Lo anterior sin demérito del pago de contraprestaciones como se menciona en el Anexo 3 del Contrato.

### **Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)**

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición provisionales mediante el Oficio 250.1481/2022 de fecha 10 de noviembre del 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-183 de fecha 14 de noviembre del 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición Provisionales, presentados como parte de la modificación del Plan de Exploración con respeto del Contrato CNH-R02-L03-CS-06/2017 *"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las*

*condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:*

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de Hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.
- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los Hidrocarburos por medir en el Punto de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la Comisión.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos Lineamientos.

### **Obligaciones del Contratista**

Sin perjuicio de lo anterior, el Contratista deberá reportar a esta Comisión lo siguiente:

- 1) Deberá de mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre los avances real ejecutado de los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición provisional de [REDACTED] de los Pozos Yaxkin-1EXP, Kinkan-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Ikal-1EXP y Kuxtal-1EXP.
- 2) En caso, que considere proponer un nuevo Punto de Medición provisional del Área Contractual deberá observar lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, y en su caso, si el Contratista considera realizar una modificación al Punto de Medición provisional objeto del presente Dictamen Técnico, éste deberá observar lo establecido en el artículo 42 Quater de los LTMMH, derivado de que, de conformidad con lo establecido en los



multicitados Lineamientos, la Comisión debe aprobar dichas propuestas y considerando además que no se puede poner a aprobación mediante un aviso.

- 3) Deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
- 4) Deberá dar aviso a esta Comisión – DGMycP, en caso de falla en el Sistema de Medición o falta de registro de datos, el Contratista deberá notificar a la Comisión el hallazgo del evento y al mismo tiempo compartir los registros de medición solicitados a su comprador, lo anterior con el fin de validar el volumen y calidad del [REDACTED] producido de los pozos del Área Contractual, como lo estipula en los artículos 48, 49, 49 Bis, 49, Ter, 49 Quater, 50, 51 y 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
- 5) La información de producción y balance de los Pozos Yaxkin-1EXP, Kinkan-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Ikal-1EXP y Kuxtal-1EXP deberá de presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los LTMMH, firmados y validados por el Responsable Oficial, así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
- 6) Deberá llevar a cabo un análisis cromatográfico en laboratorio del [REDACTED] producido, así como un análisis en el Punto de Medición provisional para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
- 7) Deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de [REDACTED] y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberá reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al artículo 10, inciso b de los LTMMH.
- 8) Deberá remitir a esta Comisión el resultado de las pruebas de producción realizadas a los Pozos Yaxkin-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Kinkan-1EXP, Ikal-1EXP y Kuxtal-1EXP, conforme al artículo 42 Quintus de los LTMMH.



## Conclusiones

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto a la propuesta de los Puntos de Medición provisional para [REDACTED] a producir durante el periodo de ejecución de las pruebas de producción convencionales de los Pozos Puuc-1EXP, Ikal-1EXP, Yaxkin-1EXP, Kinkan-1EXP, Nuscaa-1EXP y Kuxtal-1EXP contemplados en la Modificación, donde se ubicarán a boca de pozo midiendo a través de un equipo de separación trifásica con equipos de medición independientes para cuantificación de cada una de las fases producidas de cada pozo.

El volumen [REDACTED] producto de las pruebas, será cuantificado mediante medidores tipo placa orificio a instalar a la salida [REDACTED] del separador trifásico, mientras que en caso de que se produzcan [REDACTED] estos serán medidos en presas metálicas mediante cinta petrolera, los cuales son identificados por pozo: Pozo Yaxkin-1EXP con TAG [REDACTED] para [REDACTED] con placa de orificio, TAG [REDACTED] en presa metálica; para el Pozo Nuscaa-1EXP TAG [REDACTED] con placa de orificio, TAG [REDACTED] en presa metálica; para el Pozo Puuc-1EXP TAG [REDACTED] con placa de orificio, TAG [REDACTED] en presa metálica; para el Pozo Kinkan-1EXP con TAG [REDACTED] con placa de orificio, TAG [REDACTED] en presa metálica; para el Pozo Ikal-1EXP TAG [REDACTED] con placa de orificio, TAG [REDACTED] en presa metálica, y para el Pozo Kuxtal-1EXP TAG [REDACTED] con placa de orificio y TAG [REDACTED] en presa metálica, por lo que la DGMyCP con base en lo referido en los artículos 42 Bis fracción I, II y III y 43, fracción I, II y IV de los LTMMH, concluye que la propuesta es técnicamente viable para la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir durante las pruebas de producción convencionales de los pozos antes mencionados y que esta propuesta de Puntos de Medición provisional estará vigente únicamente durante el periodo de duración de las pruebas de producción convencionales para cada pozo.

### V.5 Programa Mínimo de Trabajo

De acuerdo con el Anexo 5 del Contrato, el monto de UT comprometidas como PMT equivale a 1,800 UT y su Incremento corresponde 31,600 UT siendo un total de 33,400 UT. Cabe señalar que el monto de UT comprometidas como el Incremento al Programa Mínimo equivale al valor



de dos (2) pozos exploratorios. Adicionalmente, es de precisar que el compromiso del Contratista respecto a las UT para el PAE corresponde a 15,800 UT, equivalentes al valor de un pozo, dando un total de 49,200 UT.

Por lo anterior, es importante señalar que, a la fecha de elaboración del presente Dictamen Técnico, la DGDE tiene conocimiento que el Contratista tiene acreditadas 1,870.57 UT por las actividades ejecutadas, de acuerdo con lo señalado en el Anexo 5 del Contrato.

En este sentido y considerando las actividades exploratorias que integran la Modificación, a través de la eventual ejecución de las mismas y de acuerdo con el cálculo de UT realizado por la DGDE se advierte que las actividades planteadas por el Contratista en la presente Modificación equivalen a 51,717.47 UT. En la Tabla 9 se muestra, en términos de UT, el desglose asociado.

Escenario Base					
	Actividad	Unidad	Equivalencia UT	Cantidad	UT
<b>Información del CNIH</b>	Por el monto total de información adquirida		0.50	2,140.00	1.07
<b>Reprocesamiento sísmico 3D</b>	Reprocesamiento de información sísmica existente	Por km <sup>2</sup>	1.25	296	370
<b>Estudios exploratorios</b>	Interpretación sísmica	Por área contractual	100	1	100
	Evaluación de recursos prospectivos	Por área contractual	200	1	200
	Modelo estático	Por estudio	300	2	600
<b>Perforación de pozos</b>	<b>Perforación de pozo exploratorio: Yaxtin-1EXP</b>	Por metro perforado	-	2,870.00	6,888.00
	Toma de información Yaxtin-1EXP	Por metro de registro	-	-	2,172.80
	<b>Perforación de pozo exploratorio: Nuscaa-1EXP</b>	Por metro perforado	-	2,176.00	5,482.00
	Toma de información Nuscaa-1EXP	Por metro de registro	-	-	1,567.44
	<b>Perforación de pozo exploratorio: Puuc-1EXP</b>	Por metro perforado	-	3,932.00	8,764.00
	Toma de información Puuc-1EXP	Por metro de registro	-	-	2,240.08
	<b>Perforación de pozo exploratorio: Kinkan-1EXP</b>	Por metro perforado	-	1,646.00	4,846.00
	Toma de información Kinkan-1EXP	Por metro de registro	-	-	1,334.24
	<b>Perforación de pozo exploratorio: Ikal-1EXP</b>	Por metro perforado	-	3,250.00	7,550.00
	Toma de información Ikal-1EXP	Por metro de registro	-	-	1,840.00
	<b>Perforación de pozo exploratorio: Kuxtal-1EXP</b>	Por metro perforado	-	1,911.00	5,111.00
	Toma de información Kuxtal-1EXP	Por metro de registro	-	-	1,450.84
	<b>Total de UT a ejercer de acuerdo a las actividades de la Modificación</b>				

Tabla 9. Desglose de UT.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En este sentido, las UT consideradas para acreditación, y en el supuesto de que el Contratista realizará la totalidad de las actividades documentadas en la Modificación en comento, estaría en posibilidades de acreditar un total de 51,717.47 UT, dando cumplimiento con el compromiso adquirido para el PAE, conforme al Anexo 5 del Contrato.

Las actividades incluidas en el presente Dictamen Técnico y documentadas por el Contratista en la Modificación se podrán acreditar como UT. Dicha acreditación, por parte de la Comisión estará sujeta al cumplimiento total y suficiente de las actividades factibles de acreditar UT, y únicamente en los términos definidos en el Anexo 5 del Contrato.

De conformidad con el artículo 103, fracción II, Inciso B de los Lineamientos, el indicador de evaluación del cumplimiento del Plan corresponde al total de las actividades que permitan el cumplimiento del PMT y su Incremento; y el compromiso adicional adquirido equivalente al valor de un pozo.

### V.6 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles recursos a incorporar

De la información que sustenta la Modificación, el Contratista señala una estimación preliminar de recursos prospectivos a la media sin riesgo de [REDACTED] asociados a seis (6) prospectos exploratorios: Yaxkin-1EXP, Nuscaa-1EXP, Puuc-1EXP, Kinkan-1EXP, Ikal-1EXP y Kuxtal-1EXP. La Tabla 10, muestra las metas volumétricas propuestas por el Contratista, asociadas a los prospectos exploratorios incluidos en la Modificación.

Prospecto exploratorio	Objetivo	Recurso prospectivo a la media (MMbpce) sin riesgo	Probabilidad geológica (Pg %)	Posible incorporación de recursos [REDACTED]
Yaxkin-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Nuscaa-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Puuc-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Kinkan-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Ikal-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Kuxtal-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]



Tabla 10. Estimación de recursos prospectivos.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En razón de lo anterior se advierte que, las metas volumétricas definidas por el Contratista ante el deseable éxito de los pozos exploratorios representarían un incremento al valor del Área Contractual, mediante la consolidación y posible incorporación de recursos prospectivos identificados y la reducción del grado de incertidumbre geológica, aunado a la posible definición de zonas potencialmente prospectivas dentro del área.

En este sentido, se vislumbra la viabilidad técnica y el valor estratégico del Área Contractual, con miras a iniciar en el mediano plazo, en caso de éxito exploratorio, actividades propias de la etapa de Caracterización y Delimitación.

## V.7 Análisis Económico

La evaluación de la Modificación considera un análisis del Programa de Inversiones.

Lo anterior, con base en lo establecido los artículos 39, 40 y 41 de los Lineamientos, así como en el Apartado I. Plan de Exploración, numeral 7.1 Programa de inversiones, del Anexo I de los citados Lineamientos.

### Descripción de las inversiones programadas

En la Modificación, el Contratista propone el Escenario Base<sup>1</sup> de [REDACTED] donde se propone la perforación de seis (6) pozos exploratorios, interpretación sísmica, reprocesamiento de información sísmica 3D, estudios exploratorios, estudios de caracterización de yacimientos e ingeniería conceptual.

### Escenario Base

<sup>1</sup> Del Escenario Base propuesto se excluye el monto de [REDACTED] asociado al Programa de Transferencia de Tecnología.

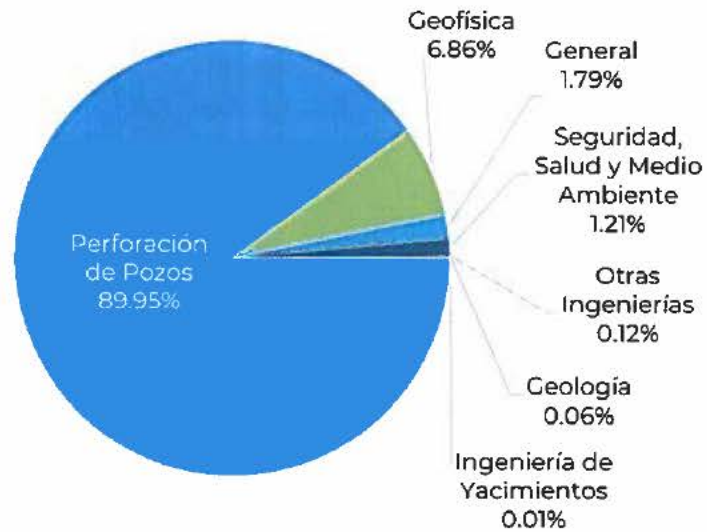


Figura 11. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad – Escenario Base.

(Fuente: Análisis de la Comisión con datos Contratista).

Actividad	Sub-actividad	2022	2023	2024	Total
Exploración	General				
	Geofísica				
	Geología				
	Ingeniería de Yacimientos				
	Otras Ingenierías				
	Perforación de pozos				
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente				
	<b>Total general</b>				

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

Montos en millones de dólares de los Estados Unidos.

Tabla 11. Desglose del Programa de Inversiones – Escenario Base.

(Fuente: Información presentada por el Contratista).

De la información anterior, se observa que el Programa de Inversiones presentado detalla los costos asociados a las actividades analizadas a ejecutarse, en cada Escenario, de acuerdo con la presentado en la Modificación, además de que fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.



## **V.8 Programas Asociados**

### **V.8.1 Programa de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia Tecnológica**

Mediante oficios 240.1904/2022 y 240.1905/2022 de fecha 24 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la Secretaría emitir Opiniones respecto al Programa de Contenido Nacional y de Capacitación y Transferencia Tecnológica asociados a la Modificación, respectivamente.

Al respecto, esta Comisión aún no cuenta con las opiniones que le corresponde a la Secretaría emitir, en el ámbito de sus atribuciones, sobre los Programas de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional y de Capacitación y Transferencia Tecnológica, motivo por el cual, una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte de la Modificación.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría en materia de Contenido Nacional y de Transferencia de Tecnológica.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en la presente Modificación de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

### **V.8.2 Sistema de Administración de Riesgos**

En relación con el Sistema de Administración, es de señalar que la información de la Modificación fue remitida a la Agencia mediante oficio 240.1906/2022 de fecha 24 de noviembre de 2022, a efecto de que sea considerada en los trámites o autorizaciones que al efecto el Contratista tenga iniciado ante dicha autoridad.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento de que el 23 de noviembre de 2017, la ASEA autorizó al Contratista el Sistema de Administración identificado con el número de CURR ASEA-JAE17304C.

En tal sentido, es jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de la Comisión se pronuncie respecto de la Modificación, materia del presente Dictamen Técnico, sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de

autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

## **VI. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN**

Conforme a la revisión y análisis de la información presentada por el Contratista en los apartados que anteceden, se advierte que mediante la ejecución del conjunto de actividades exploratorias documentadas en la Modificación, se generaría nuevo conocimiento del subsuelo, lo que en sentido estricto permitiría consolidar un entendimiento más a detalle sobre la complejidad geológica-estructural y las características petrofísicas existentes dentro del Área Contractual, que aún y cuando existen pozos exploratorios perforados dentro del área, se refleja la necesidad de proponer y ejecutar actividades exploratorias necesarias y complementarias para una comprensión y conceptualización más robusta.

En este contexto, se refleja que las actividades exploratorias programadas para su ejecución corresponden con actividades propias acorde con la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra el Área Contractual, cuyo enfoque fundamental consiste en comprobar el funcionamiento del sistema petrolero y madurar el conocimiento geológico-petrolero actual que se tiene dentro del área.

En este sentido, se advierte que es interés del Contratista de continuar con la exploración dentro del Área Contractual durante el tiempo de la vigencia del PAE y cumplir con sus compromisos contractuales, así como de realizar la integración y correlación de las actividades exploratorias que se han desarrollado ya que han permitido vislumbrar mayor prospectividad en el Área Contractual.

Por lo anterior, esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente a la Modificación, sin perjuicio de la obligación del Contratista de contar con los permisos y autorizaciones correspondientes en las materias reguladas por aquellas autoridades que, en el ámbito de sus atribuciones, resulten aplicables, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en la Modificación.



## **VI.1 Indicadores del desempeño**

Conforme al análisis de las actividades documentadas en la Modificación, esta Comisión no considera necesaria la modificación de los indicadores para evaluar el desempeño de la ejecución y supervisar el cumplimiento de las actividades programadas materia del presente Dictamen Técnico.

Lo anterior, de conformidad con el artículo 103, fracción II, apartado B de los Lineamientos, el indicador de evaluación del cumplimiento del Plan corresponde al total de las actividades que permitan el cumplimiento del PMT.

## **VI.2 Cumplimiento de los criterios de Evaluación**

Como resultado de la revisión y análisis realizados a la información presentada por el Contratista en los apartados que anteceden, se advierte que mediante la ejecución de la totalidad del conjunto de actividades que serían desarrolladas, el Contratista estaría en posibilidades de generar, consolidar y madurar el entendimiento y conocimiento del subsuelo. Se pone de manifiesto la necesidad de continuar con la Exploración, mediante la ejecución de actividades exploratorias que permitan comprender las características geológicas prevalecientes, así como el contexto petrofísico a nivel local.

En este sentido, se concluye que las actividades exploratorias programadas para su ejecución y aquellas que se han desarrollado como parte del avance de la Exploración, corresponden con actividades propias de una etapa exploratoria, cuyos objetivos y alcances se enfocan en comprobar el funcionamiento del sistema petrolero en los *plays* de interés y acelerar las etapas del proceso exploratorio, dando al Contratista mayores elementos técnicos que permitan sustentar una etapa de incorporación de recursos, generando así, beneficios para el Estado.

La Modificación se presentó de conformidad con lo establecido en el ACUERDO Cuarto del 27 de septiembre de 2022. Asimismo, la Solicitud se apega con los requisitos establecidos en el artículo 22 de Lineamientos, toda vez que:

- La información se presentó mediante el formato MP y su instructivo;
- Se adjuntó el Comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- Presentó el documento que integra los apartados del Plan que sufren modificación, y

- La justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado, con la información y nivel de detalle establecido en el Anexo I de los Lineamientos.

### **VI.3 Cumplimiento del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos 39 y 40 de los Lineamientos**

- **Observancia de las Mejores Prácticas.** Respecto al conjunto de actividades que integran la Modificación en comento, la Comisión advierte que la secuencia operativa a ejecutar se apega con las Mejores Prácticas utilizadas en el contexto internacional para la Evaluación del Potencial Petrolero y propiamente a una posible etapa de incorporación de recursos, toda vez que considerando el estado actual de la Exploración dentro del Área Contractual, se contempla una secuencia lógica de estudios exploratorios a nivel regional y particularmente a nivel local, a partir de los cuales se generará información más consolidada del subsuelo que permitirá dar un soporte técnico más robusto para la identificación y eventual perforación de los prospectos exploratorios documentados. Esto con el objetivo de evaluar el potencial petrolero en toda el área y corroborar la existencia de hidrocarburos en los niveles estratigráficos de interés.

- **Evaluación del Potencial de Hidrocarburos.** Considerando los antecedentes exploratorios y las actividades que se han desarrollado, se concluye que es necesario continuar con la etapa de Exploración dentro del Área Contractual. En este contexto, la propuesta del conjunto de actividades exploratorias a desarrollar y el carácter técnico que engloban la ejecución de las mismas, esta Comisión advierte que se encuentran plenamente justificadas, dado el conocimiento geológico-petrolero actual y las características geológicas prevalecientes en el área, aunado a que su realización y conclusión se apegan y guardan congruencia, en términos técnicos, con la estrategia exploratoria, objetivos y alcances establecidos en la Modificación.

Con la aprobación de la Modificación, se orientarán los resultados hacia la identificación y comprobación del funcionamiento del sistema petrolero y la generación de un marco geológico-estructural que permitan evaluar el potencial petrolero dentro del Área Contractual, además de generar nuevo conocimiento del subsuelo que pudiera dar una mayor certidumbre geológica, reducir el riesgo exploratorio y contribuir con un sustento técnico más confiable para la visualización y conceptualización de futuros prospectos exploratorios. En este contexto se identifica que el conjunto de actividades propuestas, contemplan la realización de



actividades encaminadas a la identificación de *Plays* y Oportunidades Exploratorias.

- **Incorporación de Reservas.** De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos y riesgo geológico presentados en la Modificación, la Comisión identifica una posible incorporación de recursos en el orden de [REDACTED] asociados a la perforación de seis (6) prospectos exploratorios, lo cual es acorde a lo establecido en los artículos 39 y 40 fracción II de los Lineamientos, ya que la Modificación contempla la realización de actividades encaminadas a la realización de estudios exploratorios a nivel de prospecto exploratorio, así como la perforación de estos últimos, los cuales consideran un menor riesgo geológico. En este sentido, en el supuesto del éxito exploratorio y de probar la existencia de Hidrocarburos en los niveles estratigráficos de interés podría precisar el volumen de dichos recursos a incorporar, y efectuar una estimación más certera del potencial de Hidrocarburos dentro del Área Contractual, y con esto, en el corto plazo, disponer de los elementos técnicos para sustentar un Programa de Evaluación. Asimismo, se observa que la propuesta de los prospectos exploratorios documentados resulta congruente con la estrategia exploratoria, objetivos y alcances.

- **Caracterización y Delimitación del área.** La delimitación asociada a descubrimientos no es posible en las etapas de Exploración en las que se encuentra el Contrato. Por lo tanto, se advierte que no hay materia para considerar en la Modificación actividades para la delimitación del área a la que se refiere el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, puesto que dicha fracción enmarca la totalidad del proceso exploratorio.

En este sentido y ante un eventual Descubrimiento, el Contratista deberá notificarlo a la Comisión y considerar actividades propias que le permitan evaluar, delimitar y caracterizar el yacimiento, lo cual deberá ser debidamente documentado en un Programa de Evaluación.

Sin perjuicio de lo anterior, en relación con el artículo 40 de los Lineamientos, la Comisión advierte que el Plan presentado por el Contratista es congruente con las obligaciones contenidas en el Contrato.

#### **VI.4 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.** Considerando la secuencia operativa que el Contratista implementará para la ejecución del conjunto de actividades propuestas, resulta necesario precisar que el desarrollo de cada una de las actividades





exploratorias que fueron documentadas, aportarán elementos sustanciales y un soporte técnico consolidado para su posterior análisis e integración, dando pauta a la actualización y generación de un modelo más representativo del subsuelo desde un contexto estructural, geológico y petrofísico, aunado a una estimación volumétrica más precisa, que permitan evaluar los principales elementos de riesgo e incertidumbre geológica.

En este sentido, se pone de manifiesto que las actividades que el Contratista planea realizar, incentivan el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, que considerando los antecedentes exploratorios y las actividades realizadas, la estrategia exploratoria planteada y los resultados que se obtengan del conjunto de actividades a desarrollar, que en el sentido estricto, fortalecerá el conocimiento y entendimiento geológico actual dentro del área, con posibilidades de extrapolar dichos resultados hacia áreas adyacentes, lo que representaría un avance significativo dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** Partiendo de las consideraciones que definen la estrategia exploratoria, objetivos y alcances de la Modificación, se evidencia que para el caso particular de la perforación de los prospectos exploratorios documentados, se considera una estimación preliminar de recursos prospectivos a la media sin riesgo de [REDACTED] asociados a la perforación de seis (6) prospectos exploratorios documentados, con lo cual estaría en posibilidades de corroborar, validar, consolidar y actualizar los volúmenes del recurso prospectivo estimado dentro del Área Contractual, y con esto avanzar dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio hacia una etapa de Incorporación de Reservas, lo que en principio conlleva a un beneficio para el Estado, dado que se incrementará el volumen de reservas del país, aunado a la nueva información que derivará en la actualización de los recursos prospectivos del país.

- **Tecnología a utilizar.** La Comisión concluye que, en los estudios que el Contratista planea desarrollar, resalta la aplicación de la secuencia y flujo de trabajo de reprocesamiento sísmico 3D, ya que su ejecución permitiría incrementar la resolución del dato sísmico y con esto generar imágenes sísmicas más representativas del subsuelo a escala de profundidad. En este contexto y dada la geología prevaleciente en el área, se advierte se aplicarían flujos de trabajo y algoritmos (Kirchhoff y RTM) los cuales han demostrado ser de mayor aplicación y de vanguardia en el contexto internacional en áreas complejas, cuyos procesos permitirán incrementar



y mejorar la resolución, con posibilidades de identificar el contexto estructural en los distintos niveles estratigráficos de interés.

Adicionalmente en el contexto de la perforación de pozos, la tecnología por utilizar principalmente se relaciona con los registros geofísicos de pozo, las técnicas de análisis a efectuar en los núcleos, entre otras. En este sentido, se destaca que, mediante la toma de este tipo de información, es posible lograr la optimización de recursos y a su vez obtener información valiosa de la columna estratigráfica. Por lo anterior, se refleja que las tecnologías son las adecuadas, ya que están en función de los objetivos planteados en la Modificación y son acordes a las Mejores Prácticas de la Industria.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración.** Con base en la información que integra la Modificación, la Comisión concluye que el Contratista llevaría a cabo un proceso exploratorio eficiente, acorde con la naturaleza geológica dentro del Área Contractual, mediante la continuidad de estudios exploratorios y la perforación de prospectos exploratorios, aunado a los tiempos programados para su ejecución, identificándose que éstas actividades permitirán la Evaluación del Potencial Petrolero, con miras hacia una posible etapa de Incorporación de Reservas en el corto plazo.

## VII. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido **favorable** la aprobación de la modificación del Plan de Exploración para el Periodo Adicional de Exploración presentado por el Contratista, correspondiente al Contrato CNH-R02-L03-CS-06/2017, toda vez que resulta técnica y económicamente viable, cumpliendo con lo establecido en el Contrato y la Normativa Aplicable, sin detrimento de la obtención de los permisos, autorizaciones y resoluciones favorables de las autoridades competentes en materia de impacto ambiental y social, entre otras.

Lo anterior, toda vez que, de acuerdo con el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 39 fracciones I y II y 40, fracciones I y II, 41, fracción IV de los Lineamientos, por lo cual la Solicitud es congruente con lo establecido en las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y el Anexo 5 del Contrato.

Sin perjuicio de lo anterior, se recomienda al Contratista que, en la medida de lo posible, acelere las actividades programadas en la Modificación, a fin de alcanzar el objetivo general antes de lo previsto y estar en condiciones de avanzar en la cadena de valor del proceso exploratorio en el menor tiempo posible. Lo anterior, en relación con lo establecido en la fracción I, artículo 39, de la LORCME.

Finalmente, el presente Dictamen Técnico considera la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional para la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en Ley de Hidrocarburos, así como en la LORCME y las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y Anexo 5 del Contrato.

**Elaboró**



**Mtro. Jonathan Belmares Servin**  
Director de Área

**Validó**



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

**Autorizó**



**Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez**  
En suplencia por ausencia del Titular de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión, con fundamento en el oficio No.200.067/2022