



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

2022



# **Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017**

**Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.**

*Noviembre de 2022*

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page.

# CONTENIDO

I.	INTRODUCCIÓN	3
II.	IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR PETROLERO Y DEL ÁREA CONTRACTUAL	4
	II.1 DATOS DEL CONTRATISTA	4
	II.2 DATOS DEL CONTRATO	4
III.	ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	8
IV.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN	9
V.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN APLICABLES PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO.	10
	V.1 ANTECEDENTES EXPLORATORIOS.	11
	V.2 MODIFICACIÓN AL PLAN DE EXPLORACIÓN.	12
	V.3 PLAN DE EXPLORACIÓN MODIFICADO.	13
	V.3.1. ACTIVIDADES DEL ESCENARIO BASE	16
	V.3.1.1. ADQUISICIÓN (COMPRA) Y REPROCESAMIENTO SÍSMICO 3D	16
	V.3.1.2. ESTUDIOS EXPLORATORIOS	20
	V.3.1.3. PERFORACIÓN DE PROSPECTOS	22
	V.3.2. ACTIVIDADES ESCENARIO INCREMENTAL.	24
	V.3.2.1 PERFORACIÓN DE PROSPECTOS	25
	V.3.3. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.	27
	V.3.4. MEDICIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS.	29
	V.4 PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO	39
	V.5 RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RESERVAS A INCORPORAR	42
	V.6 ANÁLISIS ECONÓMICO	42
	V.7 PROGRAMAS ASOCIADOS	45
	V.7.1 PROGRAMAS DE CONTENIDO NACIONAL Y CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	45
	V.7.2 SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	45
VI.	ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN.	46
	VI.1 INDICADORES DEL DESEMPEÑO DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	46
	VI.2 CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	47
	VI.1.1. CUMPLIMIENTO DE LOS ARTÍCULOS 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS, 39 Y 40 DE LOS LINEAMIENTOS.	47
	VI.1.2. CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA.	49
VII.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO	50



## I. INTRODUCCIÓN

El presente Dictamen se refiere a la modificación al Plan de Exploración para el Área Contractual 7 Burgos, asociado al Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017 (en adelante, Contrato) en cumplimiento al Resolutivo Cuarto de la Resolución CNH.E.07.001/2022 de 27 de enero de 2022, mediante la cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) aprobó a Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Operador o Contratista) la modificación al Plan de Exploración derivada del otorgamiento del Periodo Adicional de Exploración (en adelante, Periodo Adicional de Exploración o PAE).

De lo anterior, resulta necesario precisar que la Comisión aprobó el Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración mediante Resolución CNH.E.11.006/19 de 25 de febrero de 2019.

El Periodo Adicional de Exploración se aprobó mediante Resolución CNH.E.72.002/2021 del 12 de octubre de 2021 hasta por 2 años adicionales contados a partir del vencimiento del Periodo Inicial de Exploración.

Asimismo, mediante Resolución CNH.E.07.001/2022 de fecha 27 de enero de 2022, esta Comisión aprobó la modificación al Plan de exploración para el Periodo Adicional de Exploración (en adelante, Plan vigente), que, en su Resolutivo CUARTO, establece lo siguiente:

**"TERCERO.-** Requerir al Contratista para que en plazo de hasta seis meses, contados a partir del día hábil siguiente a la notificación de la presente Resolución, presente el trámite renuncia y devolución, estipulado en la Cláusula 7.1 del Contrato, así como la modificación al Plan de Exploración que refleje que las Actividades Petroleras se acotan a dicha reducción"

Derivado de lo anterior mediante escrito LEG-2022-567 de fecha 10 de agosto de 2022, el Contratista ingresó a esta Comisión la notificación de renuncia y devolución del 50% del área Contractual conforme a la cláusula 7.1, inciso b) del Contrato, misma que se encuentra en evaluación por esta Comisión.

El Operador presentó la modificación del Plan de Exploración el 11 de agosto de 2022, y para la cual, la Comisión emitió la prevención de información mediante oficio 240.1424/2022 de fecha 25 de agosto de 2022 (en adelante, Oficio de prevención) y que el Operador atendió de manera extemporánea, razón por la cual se desechó la solicitud mediante oficio 240.1523/2022 de fecha 20 de septiembre de 2022 y en el cual se le informaba al Operador que sé que se deja a salvo el derecho del Operador para que pueda presentar una nueva solicitud.

Derivado de lo anterior, el Operador presentó una nueva solicitud de modificación mediante escrito LEG-2022-652 recibido el 27 de septiembre de 2022, en cumplimiento a 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 I 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 el 31 de marzo y 20 de agosto de 2021.

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 (DGMycP), de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante DGPyeE) y de Seguimiento a Contratos (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. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR PETROLERO Y DEL ÁREA CONTRACTUAL

### II.1 Datos del Contratista

El Contratista promovente de la Modificación al Plan de Exploración del Contrato para el Área Contractual 7 Burgos (en adelante, Área Contractual), es Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V., es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de México, cuyo objeto es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres.

### II.2 Datos del Contrato

Las generalidades del Contrato se muestran en la Tabla 1.

<b>Operador</b>	Pantera Exploración y Producción 2.2, S.A.P.I. de C.V.
<b>Modalidad y Tipo de Contrato</b>	Licencia, Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres
<b>Número del Contrato</b>	CNH-R02-L02-A7.BG/2017
<b>Vigencia</b>	30 años a partir de la fecha efectiva del Contrato (8 de diciembre de 2017)
<b>Periodo Adicional de Exploración</b>	Hasta 2 años a partir de la conclusión del Periodo Inicial de Exploración

Tabla 1. Datos del Contrato. (Fuente: Comisión con datos del Contrato)

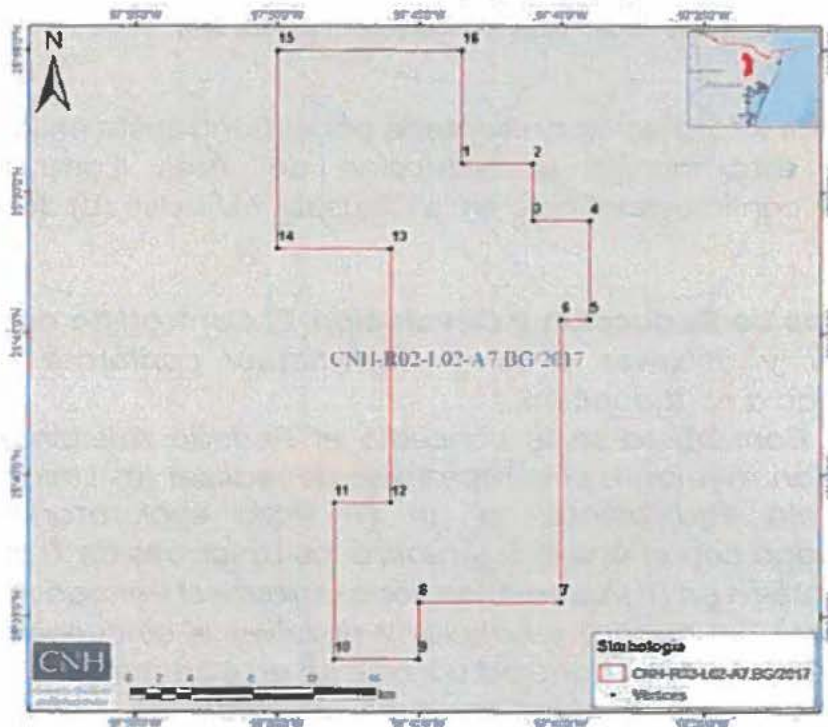
Datos del Área Contractual y datos del Área Contractual a conservar



El Área Contractual definida en el Anexo I, se localiza geográficamente en el estado de Tamaulipas, dentro de la provincia petrolera de Burgos (Figura 1). Cubre una superficie aproximada de 445.008 km<sup>2</sup>. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 2. Las actividades amparadas en el Contrato pueden realizarse en todas las formaciones geológicas, es decir, no presenta restricción de profundidad.

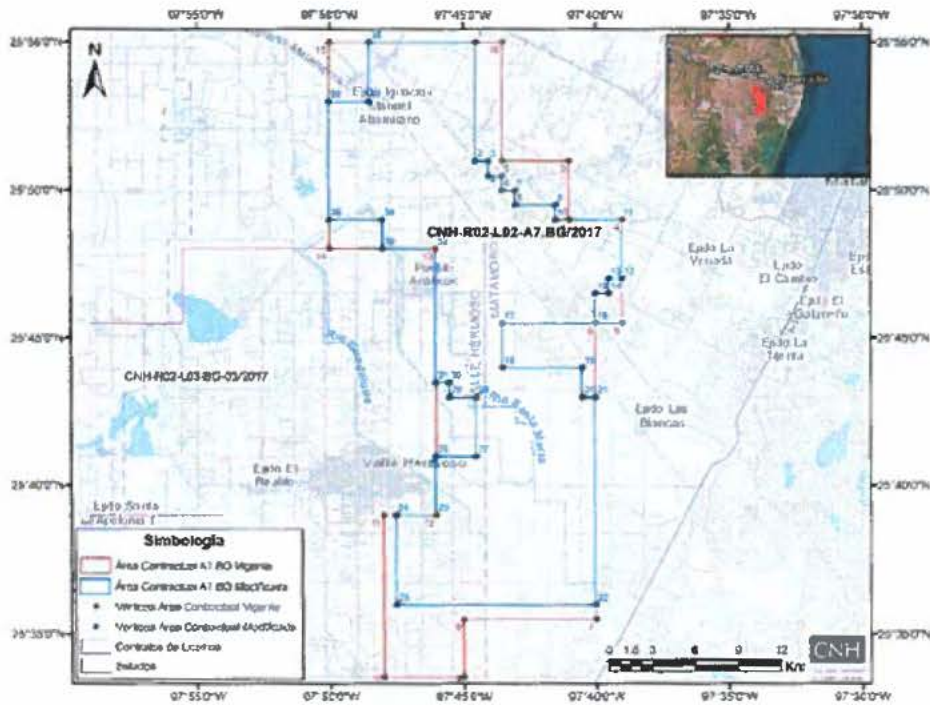
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97° 43' 30"	25° 51' 00"	9	97° 45' 00"	25° 33' 30"
2	97° 41' 00"	25° 51' 00"	10	97° 48' 00"	25° 33' 30"
3	97° 41' 00"	25° 49' 00"	11	97° 48' 00"	25° 39' 00"
4	97° 39' 00"	25° 49' 00"	12	97° 46' 00"	25° 39' 00"
5	97° 39' 00"	25° 45' 30"	13	97° 46' 00"	25° 48' 00"
6	97° 40' 00"	25° 45' 30"	14	97° 50' 00"	25° 48' 00"
7	97° 40' 00"	25° 35' 30"	15	97° 50' 00"	25° 55' 00"
8	97° 45' 00"	25° 35' 30"	16	97° 43' 30"	25° 55' 00"

**Tabla 2.** Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual. (Fuente: CNH con información del Contrato).



**Figura 1.** Ubicación y vértices del Área Contractual. (Fuente: CNH con información es acorde al Anexo I del Contrato).

*[Firma manuscrita]*



**Figura 12.** Ubicación y vértices del Área Contractual vigente y del Área Contractual que propone conservar. (Fuente: CNH con información que es acorde al Anexo 1 del Contrato y con información presentada mediante el escrito LEG-2022-567).

Considerando la información presentada por el Contratista en la presente Modificación, ésta incluye la reducción del Área Contractual, en cumplimiento con lo establecido en la Clausula 7.1, inciso (b) del Contrato que establece:

**“7.1 Reglas de Reducción y Devolución.** El Contratista deberá renunciar y devolver el Área Contractual conforme a lo establecido a continuación:

(b) Si al Contratista se le concedió el Periodo Adicional de Exploración mediante el compromiso de realizar las Unidades de Trabajo equivalentes a un (1) Pozo exploratorio de conformidad con el Anexo 5, y realizó las Unidades de Trabajo equivalentes a un (1) Pozo exploratorio durante el Período Inicial de Exploración, deberá renunciar y devolver el cincuenta por ciento (50%) del Área Contractual que no esté contemplada en un Programa de Evaluación o en un Plan de Desarrollo aprobado por la CNH al finalizar el Periodo Inicial de Exploración;”



En ese sentido, la propuesta de reducción y devolución del Área Contractual definida por el Operador es la siguiente:

- o El Área Contractual cubre una superficie aproximada de 445.008 km<sup>2</sup>, dentro de la cual coexisten actividades de exploración y evaluación correspondientes al mismo Contrato. En este sentido, la superficie aproximada correspondiente a las actividades de evaluación es de aproximadamente 232.434 km<sup>2</sup>, por lo tanto el área que no se encuentra considerada en un Programa de Evaluación o en un Plan de Desarrollo aprobado por esta Comisión, es de aproximadamente 212.574 km<sup>2</sup>.
- o Considerando lo establecido en la Cláusula 7.1 del Contrato, el Contratista propone un área de renuncia de aproximadamente 106.294 km<sup>2</sup>, lo que equivale al 50% de la superficie que no se encuentra en evaluación y/o desarrollo.
- o Derivado de lo anterior, el Contratista refiere que el área a conservar es de 338.713 km<sup>2</sup>, de los cuales, 232.433 km<sup>2</sup> corresponden con área donde se llevan a cabo actividades de evaluación y exploración, y 106.280 km<sup>2</sup> en donde sólo estarían habilitadas actividades de exploración.

En este contexto las actividades documentadas en la Modificación se realizarían dentro de las coordenadas que delimitan la superficie de propuesta de reducción para el Área Contractual y se circunscriben con los vértices que se ilustran en la Figura 2 y se enlistan con la Tabla 3.

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	97°44'30"	25°55'00"
2	97°44'30"	25°51'00"
3	97°44'00"	25°51'00"
4	97°44'00"	25°50'30"
5	97°43'30"	25°50'30"
6	97°43'30"	25°50'00"
7	97°43'00"	25°50'00"
8	97°43'00"	25°49'30"
9	97°41'30"	25°49'30"
10	97°41'30"	25°49'00"
11	97°39'00"	25°49'00"
12	97°39'00"	25°47'00"
13	97°39'30"	25°47'00"

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
20	97°40'30"	25°43'00"
21	97°40'00"	25°3'00"
22	97°40'00"	25°36'00"
23	97°47'30"	25°36'00"
24	97°47'30"	25°39'00"
25	97°46'00"	25°39'00"
26	97°46'00"	25°41'00"
27	97°44'30"	25°41'00"
28	97°44'30"	25°43'00"
29	97°45'30"	25°43'00"
30	97°45'30"	25°43'30"
31	97°46'00"	25°43'30"
32	97°46'00"	25°48'00"

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
14	97°39'30"	25°46'30"
15	97°40'00"	25°46'30"
16	97°40'00"	25°45'30"
17	97°43'30"	25°45'30"
18	97°43'30"	25°44'00"
19	97°40'30"	25°44'00"

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
33	97° 48'00"	25°48'00"
34	97° 48'00"	25°49'00"
35	97° 50'00"	25°49'00"
36	97° 50'00"	25°53'00"
37	97° 48'30"	25°53'00"
38	97° 48'30"	25°55'00"

**Tabla 3.** Coordenadas geográficas de los vértices para el Área propuesta a conservar.  
(Fuente: Operador)

Derivado de lo anterior, cabe señalar que mediante escrito LEG-2022-567, el Operador ingresó la notificación de renuncia y devolución del 50% del área Contractual en términos de lo establecido en la Cláusula 7.1 inciso b), sin embargo, el cual no es motivo de aprobación dentro del dictamen Técnico, no obstante, se observa que las actividades propuestas se encuentran dentro de los límites del área que propone conservar el Operador.

### **III. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN**

La modificación del Plan de Exploración derivada del otorgamiento del PAE asociado al Contrato, fue presentada de conformidad con el artículo 31, fracción VIII de la Ley de Hidrocarburos, 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 I así como el Anexo I de los Lineamientos.

En su Solicitud el Contratista menciona que continuará con la actividad exploratoria y dará cumplimiento a los compromisos contractuales adquiridos mediante la aprobación del PAE, asimismo, actualiza la estrategia exploratoria a desarrollar acotando las actividades al área Contractual que pretende conservar conforme a lo establecido en la cláusula 7.1 inciso b) del Contrato.

En este sentido la modificación del Plan consistirá en lo siguiente:

1. Actualizar la estrategia exploratoria a desarrollar para el PAE, conforme al área de reducción propuesta por el Operador;
2. Se incorporan tres prospectos a la modificación en el Escenario Incremental;
3. La actualización del monto de inversiones del Plan aprobado, acordea las actividades que se modifican.;
4. Actualizar los periodos en los cuales se llevarán a cabo las perforaciones de los prospectos y los estudios exploratorios;



5. La actualización del Programa de inversiones; y
6. A través de las actividades petroleras susceptibles de acreditar Unidades de Trabajo, cumplir con los compromisos adquiridos.

La estrategia exploratoria de la Modificación del Plan, está orientada a evaluar el potencial de hidrocarburos e incorporar recursos, contempla dos escenarios operativos, un Escenario Base y un Escenario Opcional y/o Incremental (en adelante, Escenario Incremental):

- **Escenario Base:** Considera actividades exploratorias que no dependen del desarrollo o éxito de otras actividades, las cuales están consideradas para cumplir con los compromisos adquiridos para el Incremento al Programa Mínimo y el Compromiso del PAE establecidos en el Anexo 5 del Contrato las cuales están descritas en el apartado *V.2.1 Actividades Escenario base*, del presente Dictamen Técnico; y.
- **Escenario Incremental:** considera actividades que el Contratista puede considerar complementarias al Escenario Base o en su caso sustituir a las actividades del Escenario Base, considerando el cumplimiento de los compromisos adquiridos. En este contexto, las actividades propuestas a ejecutar en este escenario están descritas en el apartado *V.3.1 Actividades Escenario Incremental*.

#### **IV. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN**

El proceso de revisión, evaluación técnica, dictaminación y Resolución de la modificación al Plan presentada por el Contratista involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE), de la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (DGPEE), de la Dirección General de Seguimiento a Contratos (DGSC) y la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (DGMCP) de la Comisión.

Además se solicitó a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), 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 3 muestra la relación cronológica del proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución respecto a la modificación al Plan presentado por el Contratista. Lo anterior, se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.076/2022 de la DGDE de esta Comisión.



**Figura 3.** Proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución del Plan modificado. (Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos).

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

Para la Dictaminación de la modificación al Plan, se verificó que las actividades propuestas por el Contratista cumplieran con lo señalado 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 y la incorporación de Reservas.

La Comisión consideró el cumplimiento de los artículos 22, 25, 39, fracciones I y II, 40, fracciones I y II y 41, fracción I los Lineamientos, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en la modificación al Plan, considerando también, la etapa de madurez en la que se encuentra el Área Contractual.



Al respecto se señala que las actividades propuestas por el Contratista en la modificación al Plan dan cumplimiento a lo establecido en las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4, y el Anexo 5 del Contrato, y atienden a los principios y criterios establecidos en los artículos 39, fracciones I y II, 40, fracciones I y II, 41, fracción I y el Anexo I de los Lineamientos.

Adicionalmente, la Comisión para el ejercicio de sus funciones consideró las bases previstas en el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Adicionalmente se identificó que la Solicitud cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- 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.

Con la aprobación del Plan de Exploración en 2019, el Operador inicio con las actividades exploratorias dentro del Área Contractual, enfocadas a la evaluación del potencial petrolero, incorporación de reservas y delimitación y caracterización de yacimientos, entre estas, destaca, el éxito del Pozo DM-36DEL cuyo objetivo era la delimitación de [REDACTED] y que adicionalmente resultó descubridor de [REDACTED]

De manera generalizada, en la Tabla 4 se incluye una descripción de las diferentes actividades exploratorias realizadas

Actividades de Exploración		Resultados	Periodo
Adquisición y/o procesado de información sísmica	Adquisición de información a CNIH (compra)	Mejoró la calidad de la imagen sísmica. Obtención de atributos sísmicos. Actualización de la cartera de prospectos, descartando aquellos que suponen un riesgo considerablemente alto y un potencial bajo	2019-2021
	Acondicionamiento de <i>Gathers</i>		
	Reprocesamiento estudio San Luis 3D		
	Proyectos sísmicos especiales de AVO, Inversión Sísmica Elástica Simultánea y Atributos		

Actividades de Exploración		Resultados	Periodo
Estudios exploratorios	Estudios geológicos	Permitieron dar soporte a los nuevos prospectos presentados en la Modificación del Plan	2019-2021
	Interpretación de horizontes sísmicos		
	Evaluación de información petrofísica		
	Análisis inicial de yacimientos		
	Evaluación de recursos prospectivos y estimación de reservas		
Perforación de pozos			

**Tabla 4.** Actividades realizadas en el Periodo Inicial de Exploración  
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

Y a partir de la aprobación del Plan para el PAE, el Operador compró información al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, realizó interpretación sísmica y reprocesamiento de información sísmica existente 3D y actualizó los modelos estratigráfico, modelo geológico, y petrofísico.

Adicionalmente realizó la evaluación de recursos prospectivos y estimación de reservas y actualizó el modelo de yacimientos, con lo cual logró incorporar para esta modificación tres prospectos en el Escenario Incremental

## V.2 Modificación al Plan de Exploración.

La modificación al Plan se presenta conforme a lo establecido en el Resolutivo CUARTO de la Resolución CNH.E.12.001/2022, que a la letra dice:

*“TERCERO.- Requerir al Contratista para que en plazo de hasta seis meses, contados a partir del día hábil siguiente a la notificación de la presente Resolución, presente el trámite renuncia y devolución, estipulado en la Cláusula 7.1 del Contrato, así como la modificación al Plan de Exploración que refleje que las Actividades Petroleras se acotan a dicha reducción”*

Adicionalmente se señala que las actividades propuestas en la modificación se alinean con la fracción I del artículo 41 de los Lineamientos, el cual enuncia lo siguiente:

“(…)

- I. **Exista una *variación del número de Pozos a perforar* con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado, con independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando:**



[...]

En tal sentido, procede la Modificación al Plan de Exploración, debido a lo siguiente:

- I. Que el 10 de agosto de 2022, el Contratista presentó para su aprobación la Solicitud de modificación al Plan de Exploración del Contrato, el cual considera el área que pretende conservar conforme a lo establecido en la cláusula 7.1 inciso b) del Contrato.
- II. Derivado de las actividades realizadas al amparo del Plan vigente, el Operador incorpora la perforación de los prospectos Lupüth-1EXP, Nuk´wel-1EXP, Alte´-1EXP en el Escenario Incremental. Cabe señalar que, la modificación al Plan considera la recalendarización de actividades.

### V.3 Plan de Exploración Modificado.

De acuerdo con lo indicado en el resolutivo TERCERO, el Operador, propone realizar actividades enfocadas a identificar, evaluar y confirmar el potencial de hidrocarburos dentro del Área Contractual que propone conservar.

En este contexto, las actividades propuestas a ejecutar durante el resto del PAE se esquematizaron en tres rubros principales:

1. Adquisición y/o procesamiento de información sísmica 3D existente;
2. Estudios exploratorios; y
3. Perforación de prospectos exploratorios.

Tomando en cuenta lo antes mencionado, la Tabla 5 presenta un resumen de las actividades e inversiones a ejecutar para el PAE.

Periodo Adicional de Exploración <sup>1</sup>					
Contrato: CNH-R02-L02-A7.BG/2017					
Actividades e inversiones		2021	2022	2023	Total
Estudios Exploratorios (número)	Escenario Base vigente	-	-	12*	12
	Escenario Incremental vigente	-	-	8*	8
	Escenario base modificado	-	1	11	12
	Escenario incremental modificado	-	-	11	11
Reprocesamiento de Información	Escenario Base vigente	-	-	300	300 <sup>2</sup>
	Escenario Incremental vigente	-	-	-	0

Periodo Adicional de Exploración <sup>1</sup> Contrato: CNH-R02-L02-A7.BG/2017					
Actividades e inversiones		2021	2022	2023	Total
Sísmica Existente (km <sup>2</sup> )	3D Escenario base modificado	-	-	900	900 <sup>2</sup>
	Escenario incremental modificado	-	-	-	0
Perforación de Pozos(número)	Escenario Base vigente	-	1	-	1
	Escenario Incremental vigente	-	-	1	1
	Escenario base modificado	-	-	1	1
	Escenario incremental modificado	-	-	4	4
Inversiones totales (MMUSD)**	Escenario Base vigente				
	Escenario Base + incremental vigente				
	Escenario base modificado				
	Escenario Base + incremental modificado				

<sup>1</sup>Periodo Adicional de Exploración de diciembre de 2022 a 14 de octubre de 2023.

<sup>2</sup> Corresponde con el estudio Euro Galaneño 3D (cobertura total sísmica 300 km<sup>2</sup>, cobertura dentro del Área Contractual 174.5 km<sup>2</sup>).

<sup>3</sup> Los 900 km<sup>2</sup> corresponden con el estudio Euro Galaneño 3D que tiene una cobertura total sísmica 300 km<sup>2</sup>, y una cobertura dentro del Área Contractual 141.89 km<sup>2</sup> y con el estudio San Luis 3D que tiene una cobertura total sísmica 600 km<sup>2</sup> y una cobertura dentro del Área Contractual 253.07 km<sup>2</sup>

\* Las actividades son consideradas al término de periodo de ejecución.

\*\*Inversiones totales, considera Escenario Base+ Escenario Incremental.

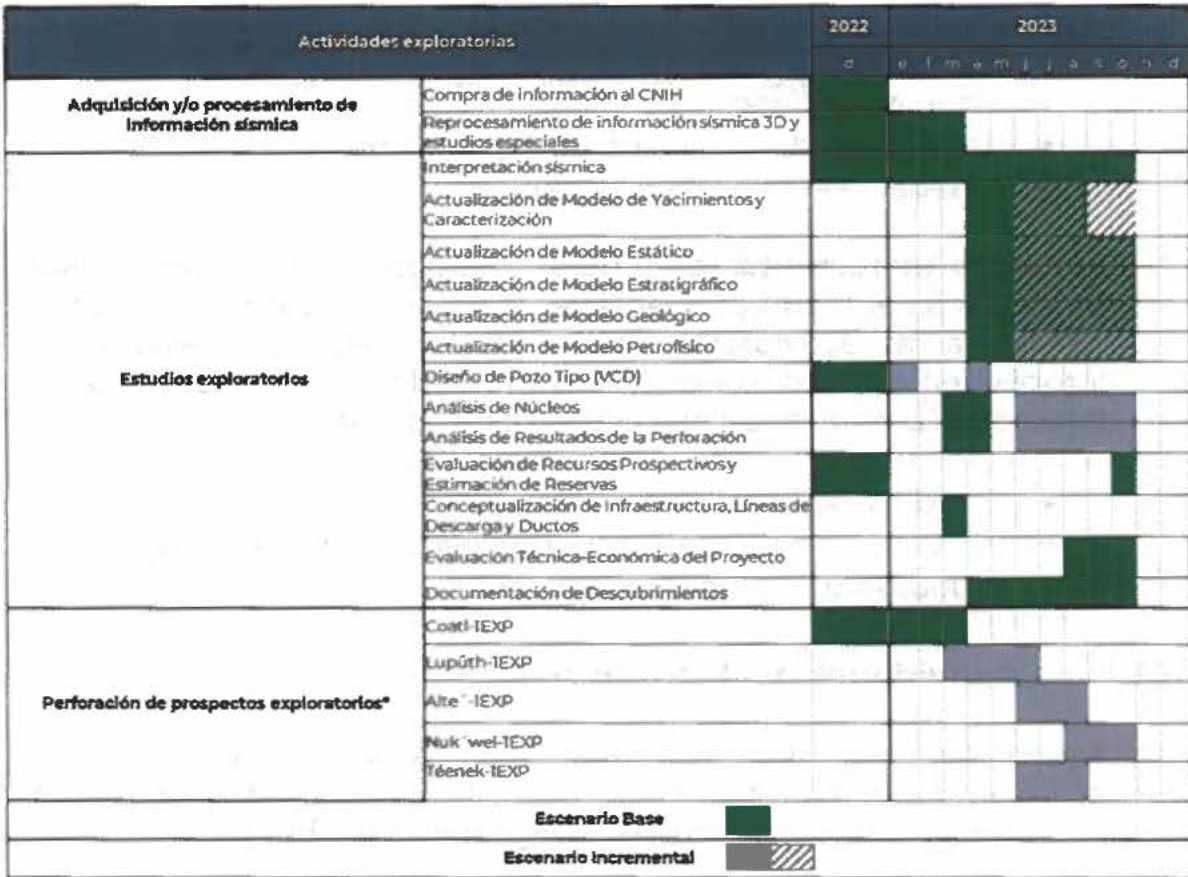
**Tabla 5.** Actividades programadas en la modificación al Plan.

(Fuente: Comisión con datos del Operador)

El cronograma de actividades (Figura 4), considera iniciar en diciembre de 2022 y concluir el 14 de octubre de 2023, se observa que es consistente con los objetivos del Plan modificado e inicia con los estudios y preparación de actividades para la perforación del prospecto Coatli-1EXP y posterior a la perforación se realizarán las actualizaciones de los modelos estratigráfico, geológico, y petrofísico.

Se señala que el conjunto de actividades propuestas presenta una secuencia lógica dentro del proceso exploratorio, en relación con el conocimiento geológico actual del subsuelo y los objetivos del Plan modificado para el resto del PAE.





**Figura 4.** Cronograma de actividades del Plan.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

Derivado de las actividades propuestas, se considera que se aplicarían las Mejores Prácticas de la Industria en relación con las etapas de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos y la Incorporación de Reservas.

Considerando lo enunciado en el apartado II. *Elementos generales de la Modificación al Plan de Exploración* del presente Dictamen, a continuación, se detallan las actividades documentadas por el Contratista, las cuáles se dividen en tres principales rubros: Adquisición (compra) y procesamiento sísmico 3D, estudios exploratorios y perforación de prospectos exploratorios.

**Escenario Base:** Considera actividades exploratorias que no dependen del desarrollo o éxito de otras actividades, las cuales están consideradas para cumplir con los compromisos adquiridos para el Incremento al Programa Mínimo y el Compromiso del PAE establecidos en el Anexo 5 del Contrato. En este contexto las actividades propuestas a ejecutar en el Escenario Base son:

- Adquisición - compra al CNIH;

- Reprocesamiento de información sísmica 3D y estudios especiales;
- Estudios Exploratorios;
- Perforación de un prospecto exploratorio; y
- Prueba de Presión-Producción.

**Escenario Incremental:** considera actividades que el Contratista puede considerar complementarias al Escenario Base o en su caso sustituir a las actividades del Escenario Base, considerando el cumplimiento de los compromisos adquiridos. En este contexto, las actividades propuestas a ejecutar en este escenario son:

- Estudios Exploratorios;
- Perforación de hasta cuatro prospectos exploratorios; y
- Pruebas de Presión-Producción.

### V.3.1. Actividades del Escenario Base

El Escenario Base considera la ejecución de estudios exploratorios, el reprocesamiento de información sísmica 3D y la perforación de un prospecto exploratorio, con objetivo en [REDACTED]

#### V.3.1.1. Adquisición (compra) y reprocesamiento sísmico 3D

Respecto a este apartado el Contratista, menciona en su Plan que, no realizará adquisición de información en campo, no obstante, efectuará la compra de información sísmica al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. En este sentido, las actividades están enfocadas al reprocesamiento de información sísmica 3D existente, con el objetivo de:

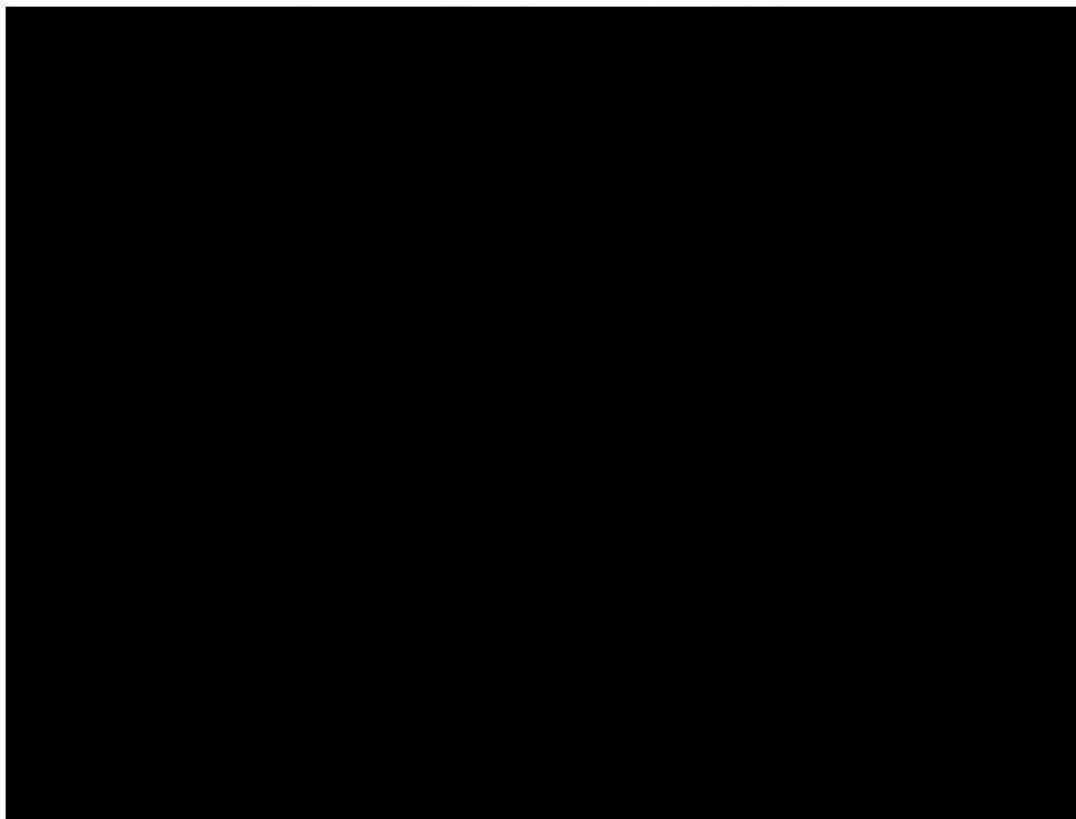
- Mejorar la imagen sísmica en zonas de estructuras complejas, para lo cual realizará los proyectos de Migraciones Pre-apilado, e
- Identificar anomalías de amplitudes relacionadas con presencia de hidrocarburos en zona más someras, para lo cual se realizarán los proyectos de Estudios Especiales.

El estudio sísmico que será utilizado para los proyectos de Migración Pre-apilado y procesamiento de Estudios Especiales es Euro-Galaneño 3D adquirido en el año 2002, y que tiene una cobertura de 300 km<sup>2</sup>. La cobertura dentro del Área Contractual es de 141.89 km<sup>2</sup>, Figura 4. Con el fin de continuar explorando el Área Contractual, el Contratista propone el reprocesamiento de información sísmica 3D del Estudio Euro-Galaneño



3D, que cubre la parte norte del Área Contractual, en donde buscará leads, que eventualmente puedan llegar a ser considerados como prospectos.

Adicionalmente contempla realizar estudios especiales con la información del reprocesamiento de Migración Pre-Apilado en profundidad del estudio San Luis 3D (realizado durante el PIE), el área de cobertura es de 600 km<sup>2</sup>. La cobertura dentro del Área Contractual es de 253.07 km<sup>2</sup>, Figura 5.



**Figura 5.** Cubrimiento de información sísmica 3D.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

En este sentido el Operador manifestó en la modificación al Plan lo siguiente: *"ha elaborado una cartera de proyectos de reprocesado sísmico 3D (Tabla 4.1) basada en las características geológicas del área, el tipo y calidad de los estudios sísmicos disponibles y los potenciales retos a los que se estaría enfrentando el equipo técnico para tener un mejor entendimiento geológico petrolero de la región, llevar a cabo la maduración de los prospectos identificados y la identificación y evaluación de nuevos prospectos."* De lo anterior en la siguiente Tabla se enlistan las generalidades de cada proyecto.



Estudio	Tipo de Proyecto de Reprocesado Sísmico	Proyecto de Reprocesamiento Sísmico Estimado	Cubrimiento dentro del área (km <sup>2</sup> )
EURO GALANEÑO 3D	Migración Pre-apilado	Proyecto Modelado de Estáticas de Refracción por Inversión Tomográfica, Procesamiento de la Señal Sísmica	141.89
		Proyecto de unión entre cubos e Interpolación 5D	
		Proyecto Migración Pre-apilamiento Fast-Track PSDM	
		Proyecto Migración Pre-apilamiento Kirchhoff en Tiempo Isotrópica y Anisotrópica	
		Proyecto Migración Pre-apilamiento Kirchhoff en Profundidad Isotrópica y Anisotrópica	
		Proyecto Migración Pre-apilamiento RTM o ES360 en Profundidad Isotrópica y Anisotrópica	
		Proyecto Azimutal (3 azimuts a determinar)	
	Estudios Especiales	Proyecto Demigración-Remigración	
		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	
		SAN LUIS 3D	
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 6.** Cartera de proyectos.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

Asimismo, la Tabla 5 describe los objetivos y alcances del reprocesamiento de información sísmica 3D dentro del Área Contractual.



Actividad	Objetivos	Alcances
<b>Reprocesamiento de información sísmica 3D</b>	I. Mejorar la imagen general del subsuelo en el área correspondientes al estudio Euro Galaneño 3D y San Luis 3D, con el objetivo de minimizar el riesgo del potencial exploratorio identificado en el área, al mismo tiempo este reproceso brindará nueva información dando visibilidad a posibles nuevos prospectos.	Mejorar la calidad y resolución general de la imagen sísmica del estudio Euro Galaneño 3D y San Luis 3D, para poder identificar tanto trampas estratigráficas como combinadas.
	II. Mejorar la imagen del área correspondiente al estudio Euro Galaneño para obtener la mejora especialmente en las secuencias clásticas terciarias asociadas a sistemas de fallas de crecimiento, así como resolver la problemática resultante de las zonas de sombra ubicadas por debajo de las fallas mencionadas (fallas listricas).	Recuperar las reflexiones sísmicas en áreas complejas, como zonas de sombra ubicadas por debajo de las fallas de crecimiento y obtener los datos sísmicos migrados pre-apilados (CRP Gathers) ya válidos para futuros proyectos de caracterización de yacimientos, tal como Inversión Elástica Simultánea.
	III. Desarrollar análisis de factibilidad de Migración Pre-apilados en el Dominio de la Profundidad, según la disponibilidad y calidad de los datos requeridos para este reprocesamiento.	Migración Pre-apilados en el Dominio de la Profundidad, según la disponibilidad y calidad de los datos requeridos para este reprocesamiento.
	IV. Mejorar la calidad de los cubos apilados PSTM debido a que se ha identificado la necesidad de reprocesar la información sísmica 3D existente con el objetivo de minimizar el riesgo del potencial exploratorio identificado en el área, al mismo tiempo este reproceso brindará nueva información dando visibilidad a posibles nuevos prospectos, mediante generación de volúmenes migrados por Migración preapilamiento en Profundidad (PSDM, por sus siglas en inglés) y su correspondiente modelado de velocidades.	Contar con información sísmica reprocesada de manera tal que permita la interpretación avanzada en el área contractual que está cubierta por estudios sísmicos 3D.
	V. Proceder al uso de CRP gathers resultantes del nuevo reprocesamiento (de ser factible) para verificación de resultados de proyectos de AVO efectuados con datos históricos y proceder con el estudio de factibilidad de Inversión Sísmica Elástica Simultánea, para poder determinar si la calidad del dato sísmico permitirá proceder con Proyecto de Inversión Sísmica para caracterizar los yacimientos e identificar la presencia de hidrocarburos.	Mejorar la calidad de los productos sísmicos para permitir: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajuste del modelo estratigráfico.</li> <li>• Reducción del riesgo geológico para los prospectos exploratorios.</li> <li>• Actualización de mapas estructurales.</li> </ul>
	VI. Continuar con la mejora de la calidad sísmica en el estudio San Luis 3D mediante algoritmos avanzados que permitan la detección de amplitudes anómalas, incluyendo la implementación de Proyectos de Atributos y Reprocesamientos especiales. Aplicar Proyectos de AVO avanzados incluyendo simulaciones, y proceder con el estudio de factibilidad de Inversión Sísmica Elástica Simultánea, para poder determinar si la calidad del dato sísmico permite ejecutar el Proyecto de Inversión Sísmica para caracterizar los yacimientos e identificar la presencia de hidrocarburos.	Ajustes de Volumetría. Actualización e Incorporación de reservas de hidrocarburos.

**Tabla 7.** Objetivos y Alcances del reprocesamiento programado.  
 (Fuente: Comisión con datos del Operador)

Cabe señalar que, para la ejecución de las actividades de reprocesamiento de información sísmica 3D, en términos de reconocimiento y exploración superficial, el Operador 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 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 Operador 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.3.1.2. Estudios Exploratorios

Los diversos estudios exploratorios que el Contratista considera realizar dentro del Escenario Base se muestran en la Tabla 8:

Escenario	Nombre	Objetivo y alcance
Base	Interpretación sísmica	Interpretar todos los horizontes y secuencias geológicas que presenten prospectividad de hidrocarburos para el operador, así como los horizontes regionales de amarre.  Si fuera el caso, hacer los ajustes al programa de perforación, modelo geológico, modelo estático.
Base/Incremental	Actualización de Modelo Geológico	Actualizar mapas estructurales, e interpretaciones regionales o locales, en caso de que como resultado de la perforación obtengamos formaciones adicionales con potencial, o la calibración de las cimas geológicas.  Si fuera el caso, hacer los ajustes al programa de perforación e incorporación de posibles recursos.
Base/Incremental	Actualización de Modelo Estratigráfico	Actualizar la división de secuencias y cuerpos de interés locales o regionales, como resultado de la perforación se obtengan formaciones adicionales con potencial, o la calibración de las cimas geológicas.  Si fuera el caso, hacer los ajustes al programa de perforación e incorporación de posibles recursos.
Base/Incremental	Actualización de Modelo Petrofísico	Actualizar el modelo petrofísico con los parámetros calculados con los registros originales tomados en los pozos nuevos a perforar.  Evaluación de los recursos descubiertos y del plan de reservas a incorporar.
Base/Incremental	Actualización de	Obtener un modelo 3D de la configuración estructural y



Escenario	Nombre	Objetivo y alcance
	Modelo Estático	<p>distribución de facies y propiedades petrofísicas que permitan conocer el carácter del yacimiento en condiciones de estáticas, con el fin de reducir el riesgo exploratorio con distribución, presencia y calidad de roca almacén, así como acumulación.</p> <p>Se emplearán datos de interpretación sísmica, registros de pozos, electrofacies y evaluación petrofísica, así como un análisis de variogramas. El estudio entregará modelos de distribución de propiedades petrofísicas (PHIE, SW, NTC y VCL).</p>
Base/Incremental	Actualización de Modelo de Yacimientos y Caracterización	<p>Identificar los parámetros y comportamiento de los yacimientos de los prospectos identificados, generando un perfil de producción, gradiente de presión y temperatura particularmente importante para los prospectos más profundos.</p> <p>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.</p>
Base/Incremental	Diseño de pozo Tipo (VCD)	<p>Diseño de perforación y terminación de pozos exploratorios.</p> <p>Integrar la información de geociencias (profundidad programada, trayectoria, requerimientos de información, etc.), de yacimientos, estudios de presión de poro, condiciones superficiales del terreno, infraestructura y aspectos ambientales para el diseño detallado de la perforación y terminación de pozos exploratorios</p> <p>Escenario Base: CoatI-1EX</p> <p>Escenario Incremental: Téenek-1EXP, Lupüth-1EXP, Nuk'wel-1EXP y Alte'-1EXP.</p>
Base/Incremental	Análisis de Núcleos	<p>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 vecinos. Determinar así el modelo local del pozo incorporándolo con los resultados del mismo.</p> <p>Establecer los parámetros para calibrar el modelo local del prospecto y determinar así los resultados del pozo.</p>

f



Escenario	Nombre	Objetivo y alcance
Base/Incremental	Análisis de Resultados de la Perforación.	Generar un informe completo y detallado de la información que se tomó durante la perforación y terminación, así como la interpretación de estos datos.  Se emplearán los datos disponibles de sísmica 3D, registros de pozo, pruebas de pozo y eventos durante la perforación. El estudio deberá entregar los datos necesarios para actualizar los modelos geológicos, petrofísicos y de yacimientos.
Base	Evaluación de Recursos Prospectivos y Estimación de Reservas	Realizar una estimación de los recursos prospectivos presentes en toda el área contractual.  Identificación y evaluación de prospectos exploratorios con base en áreas potenciales de acumulación, espesores netos y propiedades petrofísicas que junto con parámetros volumétricos y factores de recuperación permitan estimar rangos de recursos prospectivos. Integrar la información de volumetría en sus percentiles P10, P50, P90, riesgo geológico, jerarquizar la cartera exploratoria de todos los prospectos.
Base	Documentación de Descubrimientos	Generar la documentación necesaria en caso de éxito, para declarar un descubrimiento, y sentar las bases para generar el programa de evaluación asociado al prospecto.  Se realizará el informe necesario para el cumplimiento con el aviso de descubrimiento
Base	Conceptualización de Infraestructura, Líneas de Descarga y Ductos	Generar un proyecto conceptual que en caso de éxito del descubrimiento cubra las necesidades de delimitar el yacimiento y posteriormente ponerlo en desarrollo.  Se realizará un estudio superficial de las necesidades de infraestructura para el óptimo desarrollo, que en caso de éxito un descubrimiento comercial.

**Tabla 8.** Estudios exploratorios del Escenario Base.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

El lapso asociado a la ejecución de los estudios está representado en el Cronograma de actividades, Figura 4.

### V.3.1.3. Perforación de prospectos

Respecto a la perforación de prospectos, se precisa que el prospecto Coat1-1EXP se mantiene en el Escenario Base.

De acuerdo con las características documentadas, el prospecto presenta [REDACTED] con dirección [REDACTED]. La roca almacén ha sido interpretada [REDACTED]. La profundidad Total es de [REDACTED] mientras que la cima del objetivo se encontraría a [REDACTED] donde se espera encontrar [REDACTED].

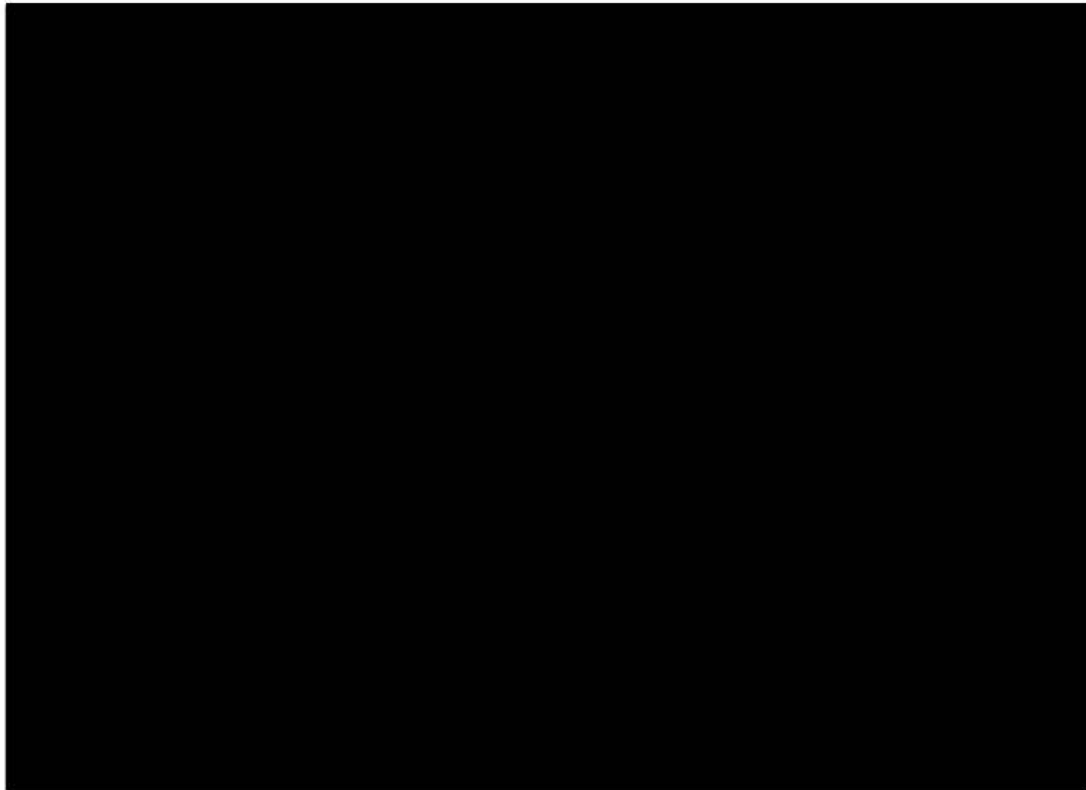


Cabe señalar que del análisis espacial se determinó que el prospecto Coatli-1EXP se traslapa en superficie con el polígono de Evaluación del Pozo [REDACTED] y este a su vez con el polígono del Campo [REDACTED] ambos actualmente se encuentran en la etapa de caracterización y delimitación de yacimientos, Figura 5.

En este sentido se verificó que dicho traslape se presentará únicamente en superficie, mientras que a nivel de objetivos geológicos se tiene que para el Programa de Evaluación del Pozo [REDACTED] está enfocado en la evaluación y delimitación de [REDACTED] y el Programa de Evaluación del campo [REDACTED] tiene la finalidad de evaluar las formaciones [REDACTED] es decir, [REDACTED]

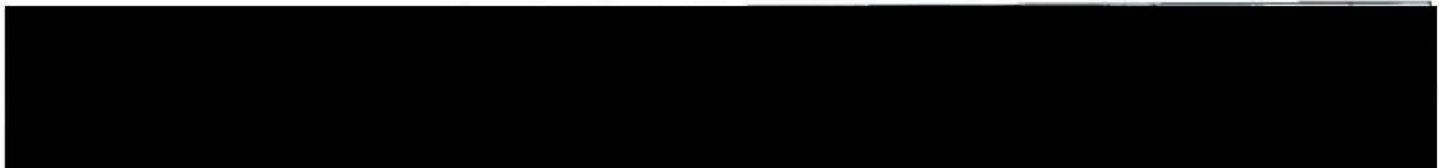
De lo anterior y tomando en consideración las interpretaciones que se observan en los mapas estructurales y secciones sísmicas (proporcionados por el Operador) se observa que el objetivo geológico del prospecto Coatli-1EXP es la formación [REDACTED] es decir, explorará un horizonte [REDACTED] por lo que no existe traslape en profundidad.

El programa preliminar de adquisición de información consiste en toma de núcleos de Pared a los cuales se les realizarán diversos estudios; registros geofísicos de pozo convencionales y especiales; Presiones y muestras MDT y una prueba de presión-producción durante la Terminación.



**Figura 6.** Ubicación de los Prospectos del de la modificación.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

Las generalidades asociadas a este prospecto exploratorio documentado en el Plan se muestran en la Tabla 9.



**Tabla 9.** Prospectos exploratorios considerados en el Escenario Base. (Fuente: CNH con información del Operador).

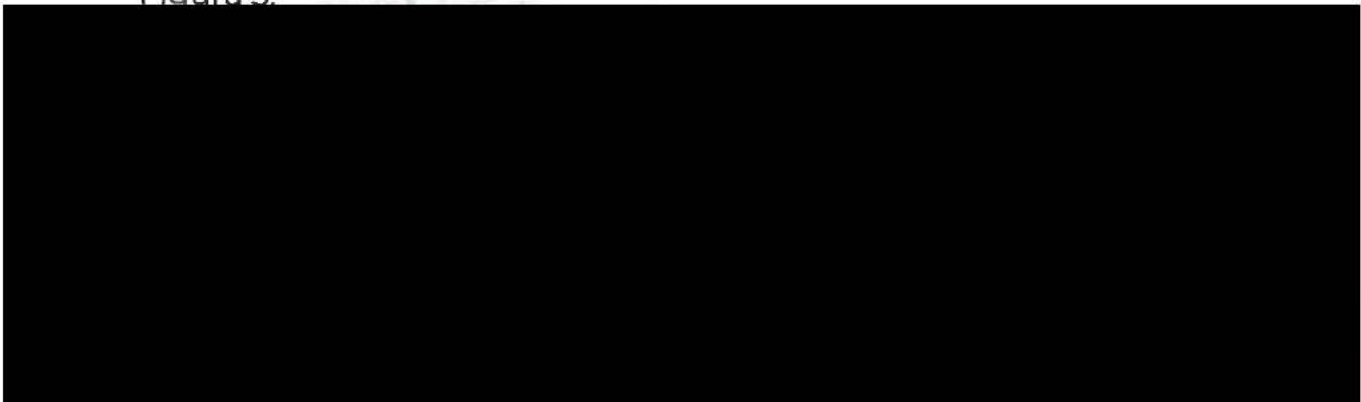
### V.3.2. Actividades Escenario Incremental.

Para este Escenario, el Operador considera estudios exploratorios los cuales están enlistados en la Tabla 9, así como la perforación de hasta cuatro (4) prospectos, de los cuales Lupüth-1EXP, Alte'-1EXP, Nuk'wel-1EXP tienen objetivo geológico [redacted] y el cuarto que es el prospecto Téenek-1EXP tiene objetivo [redacted]



### V.3.2.1 Perforación de prospectos

Los prospectos considerados para perforarse en el Escenario Incremental se detallan en la Tabla 10 y se muestra su ubicación en la Figura 5.



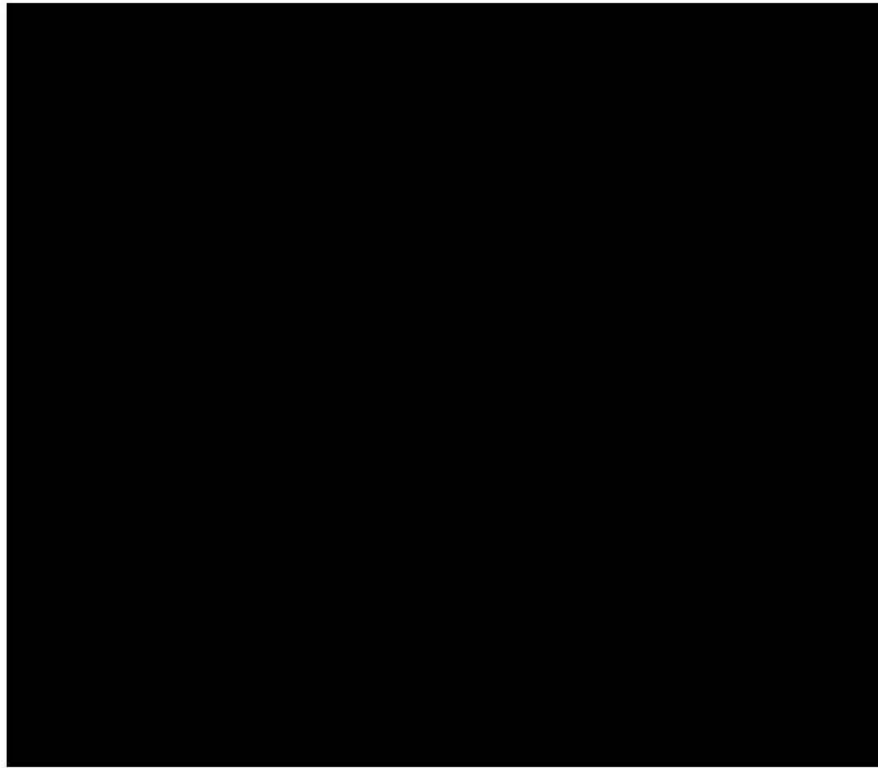
*Aprobado en el Plan de Exploración vigente.*

**Tabla 10.** Prospectos exploratorios programados en el Escenario Incremental.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

El prospecto exploratorio Téenek-1EXP, presenta [redacted] y hacia el [redacted] tiene [redacted]. La roca almacén ha sido interpretada por [redacted] de la formación [redacted]. La profundidad Total es de [redacted], mientras que la cima del objetivo se encontraría a [redacted] donde se espera encontrar [redacted].

La posibilidad de perforar los prospectos del Escenario Incremental, estriba en los avances y eventuales cambios en las estimaciones de recursos y riesgos asociados con los prospectos que sean visualizados y que estén aprobados dentro del Plan, y de ser el caso sustituir a las actividades del Escenario Base, siempre considerando el cumplimiento respecto de las Unidades de Trabajo comprometidas.

En relación con la ubicación geográfica del prospecto Téenek-1EXP, Figura 7, se observa que se encuentra entre los Pozos de los Campos [redacted] y que se traslapa en superficie con los polígonos de los Campos mencionados que actualmente se encuentran en la etapa de Evaluación de las formaciones [redacted] situación que fue observada al Contratista y para la cual, presentó la justificación técnica que indica que el traslape no ocurre a nivel de objetivos.



**Figura 7.** Ubicación de las áreas de evaluación y del área del prospecto Teének-1EXP en el Área Contractual. (Fuente: CNH con información del Operador).

El Operador presentó secciones sísmicas y mapas estructurales argumentando que la estructura del campo [REDACTED] se separa por una falla con rumbo [REDACTED] dejando de lado [REDACTED] de la falla la estructura asociada al nivel [REDACTED] donde se enfocan las actividades del Programa de Evaluación vigente para esta formación, mientras que del lado [REDACTED] de la falla, las actividades de evaluación aprobadas se enfocan en la formación [REDACTED] por lo tanto, el prospecto Téenek-1EXP, que se encuentra del lado [REDACTED] de la falla, con objetivo [REDACTED] se encuentra separado de la porción que se encuentra en evaluación de la misma formación, por la falla mencionada.

Respecto al Campo [REDACTED] el Operador ha interpretado que [REDACTED] [REDACTED] identificado en el prospecto Téenek-1EXP se encuentra limitado por [REDACTED] el cual muestra que las facies almacenadores de Téenek-1EXP no se extienden hacia el Campo [REDACTED]

Asimismo, el Operador documento que el objetivo de [REDACTED] es más [REDACTED] respecto al objetivo del prospecto [REDACTED] y que ambos están en diferentes bloques dentro de [REDACTED]



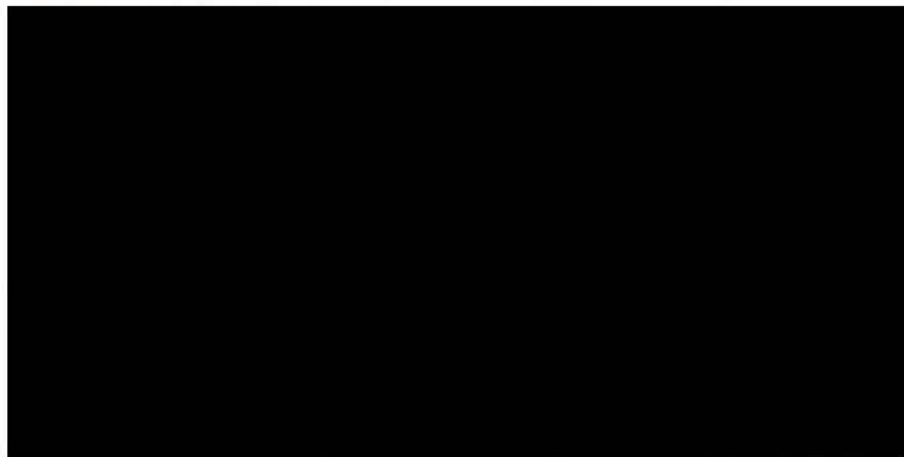
Respecto al programa preliminar de adquisición de manera similar con el Escenario Base, considera la adquisición de registros geofísicos de pozo convencionales y especiales; perfiles sísmicos verticales (VSP); Checkshot, núcleos de fondo a los cuales se les realizarán diversos estudios, Presiones y muestras MDT; análisis PVT y una Prueba de Presión Producción durante la Terminación.

De acuerdo con lo indicado en la Modificación al Plan una vez perforados los pozos y después de su programa de adquisición de información, incluidas las pruebas de producción convencionales, en caso de Descubrimiento, estos pasaran a un estado de cerrado en espera de instalaciones, a fin de contar con un plan que permita la producción. En caso de no confirmarse un Descubrimiento estos podrán pasar a un estado de abandono temporal.

### **V.3.3. Pruebas de producción.**

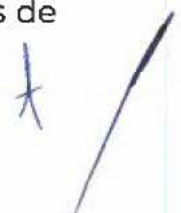
El Contratista tiene programada la ejecución de hasta cinco (5) pruebas de presión convencionales después de la Terminación, una para el prospecto CoatI-1EXP en el Escenario Base y una para cada uno de los pozos del Escenario Incremental con el fin de evaluar los intervalos de interés.

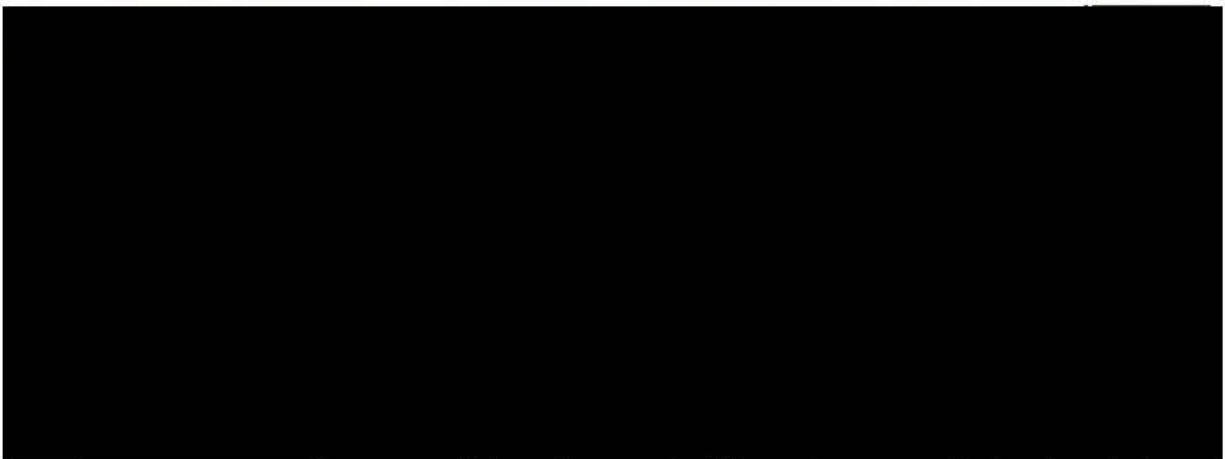
El proceso de la prueba de manera general se puede resumir en la Figura 8.



**Figura 8.** Proceso de la Prueba de Producción. (Fuente Operador).

El Operador ha presentado las premisas para el diseño de las pruebas de producción, las cuales se pueden observar en la Tabla 11





**Tabla 11.** Premisas de Diseño y posibles volúmenes de Hidrocarburos a producirse durante las pruebas de producción del Plan. (Fuente Operador).

Adicionalmente el Operador ha manifestado que *“son pruebas de presión producción convencionales el objetivo es conocer la capacidad de flujo de los intervalos productores, por lo que los radios de investigación serán pequeños ya que la duración de apertura es solamente de 4 días y de cierre 6 días, con lo que solamente será posible observar un radio de investigación de entre [REDACTED].”*

Respecto de la propuesta del Operador para ejecutar sus pruebas de presión producción, la Comisión advierte que son técnicamente factibles y de acuerdo con las mejores prácticas, por lo que le recomienda al Operador que sean realizadas en apego a su diseño preliminar descrito en el presente apartado, por lo cual en ninguno de los casos su ejecución deberá exceder los tiempos determinados en su diseño.

El Operador declara lo siguiente: *“...que [REDACTED] producto de las pruebas de producción serán aprovechados para determinar las características del yacimiento, propiedades del hidrocarburo y caudales de producción durante la realización de las pruebas de producción, esto en conformidad la Cláusula 5.4 del Contrato.”*

Asimismo, toda vez que a partir de la información presentada por el Operador se advierte que durante la ejecución de las pruebas se estarán produciendo en superficie aproximadamente de [REDACTED] [REDACTED] dicho volumen de Hidrocarburos deberá ser aprovechado de acuerdo con lo descrito en la Cláusula 5.4 del Contrato.



### V.3.4. Medición y Comercialización de Hidrocarburos.

El Operador manifiesta una estrategia que considera dos escenarios operativos; un escenario Base que considera la perforación del pozo Coatli-1EXP y un Escenario Incremental que considera la perforación de los Pozos Teenek-1EXP, Luputh-1EXP, Alté-1EXP y Nuk'wel-1EXP.

Derivado de lo anterior, el Contratista pone a consideración de esta Comisión los Puntos de Medición provisional [REDACTED] de conformidad con lo establecido en el Artículo 36 y 42 bis. fracciones I, II y III de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH), para los hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción convencionales de los pozos previamente mencionados.

Para la medición de los hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción convencionales se planea llevar a cada boca de pozo un equipo de separación trifásica con equipos de Medición para la cuantificación de cada una de las fases producidas.

[REDACTED] producto de las pruebas será cuantificado mediante un medidor de presión diferencial tipo Placa de orificio (conforme a AGA Report No. 3) ubicado a la salida del separador, donde se propone su Punto de Medición provisional (TAG de identificación [REDACTED])

[REDACTED] previo a su disposición final, mientras que los [REDACTED] serán cuantificados con un Medidor tipo Turbina a la salida del separador para luego pasar a presas metálicas (Medición Operacional) donde serán almacenados y Medidos de manera estática a través de cinta petrolera y pasta marcadora, posteriormente serán enviadas por UPV a las Estaciones de Recolección

[REDACTED] TAG de identificación [REDACTED] TAG de identificación [REDACTED] con tecnología de Medición estática (conforme a API MPMS 3.1) donde el Contratista manifiesta cuantificar los hidrocarburos en los Puntos de Medición provisional, los cuales ya se encuentran Aprobados bajo la Resolución CNH.E.46.004/2021 de fecha 12 de julio de 2021. En la Figura 9 se muestra el Manejo y medición de los Hidrocarburos en el Área Contractual [REDACTED] para los prospectos exploratorios Coatli-1EXP, Teenek-1EXP, Luputh-1EXP, Alté-1EXP y Nuk'wel-1EXP.



**Figura 9.-** Manejo y Medición del Gas y Condensado de los Pozos Coatl-1EXP, Teenek-1EXP, Luputh-1EXP, Alté-1EXP y Nuk'wel-1EXP, Área Contractual A7.BG. (Fuente Operador).

Cabe resaltar que, de acuerdo con la información presentada por el Contratista dentro de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para [REDACTED] 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 acordes 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 de los Puntos de Medición provisionales, con base en lo siguiente:

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

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

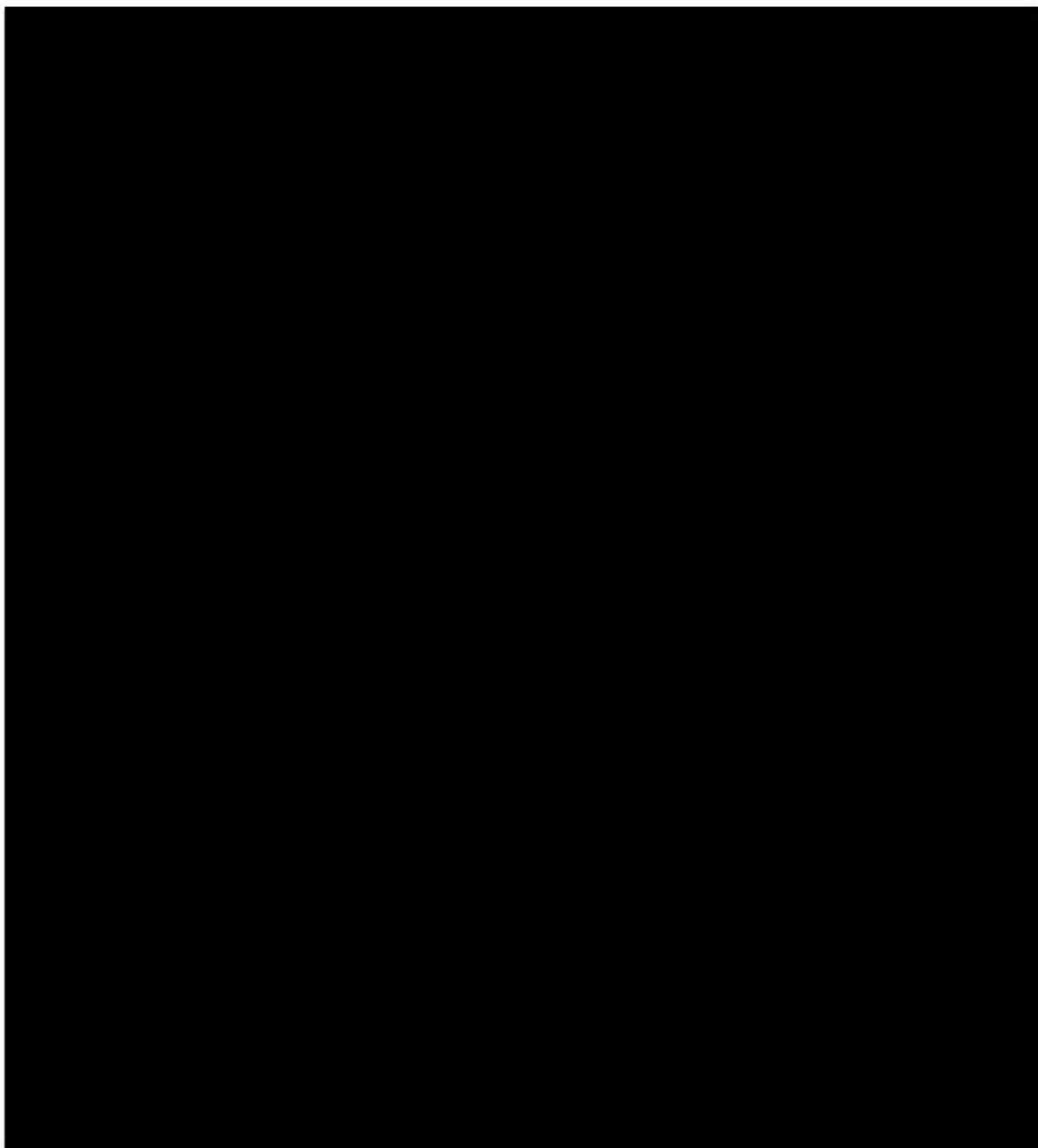
- Presas Metálicas ubicadas en ER [REDACTED] identificadas con el Tag: [REDACTED] Medición estática a través de cinta y pasta marcadora.
- Presas Metálicas ubicadas en ER [REDACTED] identificadas con el Tag: [REDACTED] Medición estática a través de cinta y pasta marcadora.

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

- Sistema de medición con medidor tipo Placa de Orificio ubicado a boca del pozo [REDACTED] identificado con el Tag: PO [REDACTED]
- Sistema de medición con Medidor tipo Placa de Orificio ubicado a boca del pozo [REDACTED], identificado con el Tag: PO [REDACTED]
- Sistema de medición con Medidor tipo Placa de Orificio ubicado a boca del pozo [REDACTED] identificado con el Tag: PO [REDACTED]
- Sistema de medición con Medidor tipo Placa de Orificio ubicado a boca del pozo [REDACTED], identificado con el Tag: PO [REDACTED]
- Sistema de medición con Medidor tipo Placa de Orificio ubicado a boca del pozo [REDACTED] identificado con el Tag: PO [REDACTED]

o **Ubicación**

El Contratista presentó las coordenadas geográficas donde se ubicarán los Puntos de Medición Provisionales para [REDACTED] el cual se muestra en Tabla 12:



**Tabla 12.** *Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional de Gas y Condensado. (Fuente Operador).*

**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 provisionales para [redacted] derivados de la modificación del Plan de Exploración del Área Contractual A7.BC, y de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis., fracción II de los Lineamientos, donde se establece que la



propuesta deberá de contener entre otras cosas, el Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta de Punto de Medición provisional y cumplir con lo establecido en el artículo 9 de los Lineamientos, el Contratista, entregó la información de los datos generales, oficio de designación de Responsable Oficial, así como el documento que demuestra que cuenta con las facultades, todo esto correspondiente a lo estipulado en los artículos 9 y 42, fracción XIV, de los Lineamientos, el cual designa al Director de Operaciones 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 encuentra 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 provisionales para [REDACTED] derivado de la modificación del Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017.

### **III.- 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 solicitud de modificación al Plan de Exploración asociado al Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), la propuesta del Punto de Medición provisional, determinación, asignación y calidad de los hidrocarburos [REDACTED] provenientes de los pozos Coatli-1EXP (escenario base), Téenek-1EXP, Lupüth-1EXP, Alte'-1EXP y Nuk'wel-1EXP (escenario incremental), en los cuales se considera llevar a cabo pruebas de producción convencional programadas para marzo 2023 en el escenario base, y en junio, agosto y octubre 2023 para el escenario incremental.

El manejo y medición de los hidrocarburos producidos por el pozo Coatli-1EXP para el Escenario Base considera colocar a boca de pozo un Separador Móvil Trifásico Horizontal en el cual se cuantificarán por separado [REDACTED] durante su prueba de producción convencional. La producción [REDACTED] serán medidas por separado mediante un medidor de flujo tipo turbina (medición operacional) para posteriormente dirigirse al arreglo de dos presas metálicas cubicadas, una para [REDACTED] donde se realizará medición estática a través del método tradicional normalizado con cinta petrolera (medición referencial). Posteriormente, la producción



de [REDACTED] será enviada mediante Unidades de Presión y Vacío (en adelante, UPV) hacia los Puntos de Medición provisional ubicados en los tanques verticales [REDACTED] en la Estación de Recolección [REDACTED] así como en los tanques verticales [REDACTED] ubicados en la Estación de Recolección [REDACTED] los cuales fueron aprobados mediante Resolución CNH.E.46.004/2021 de fecha 12 de julio de 2021. Por su parte, la corriente de gas será medida mediante medidor del tipo presión diferencial por placa de orificio ubicado a la salida del separador móvil (Punto de Medición Provisional para gas) previo a su envío para disposición final.

Una vez concluidas las actividades del Escenario Base y dependiendo de la viabilidad técnico-económica, podrán iniciarse las actividades del Escenario Incremental que comprenden la perforación de los pozos Téenek-1EXP, Lupüth-1EXP, Alte'-1EXP y Nuk'wel-1EXP. La producción extraída de estos pozos durante su prueba de producción convencional se manejará y medirá conforme a lo documentado en el Escenario Base.

El Contratista presenta el "Acuerdo de Medición de Calidad y Cantidad de Condensado entre Operadores Petroleros Pemex Exploración y Producción y Pantera Exploración y Producción 2.2. S.A.P.I. de C.V.", en el cual resalta que los Puntos de Medición provisional de condensado estarán ubicados en los tanques verticales [REDACTED] de la Estación de Recolección [REDACTED] así como en los tanques verticales [REDACTED] ubicados en la Estación de Recolección [REDACTED]. Respecto a la asignación de la producción [REDACTED] del Área Contractual, se considerará la metodología de balance, la cual se realizará conforme a los promedios prorrateados aplicados a los valores de producción ajustada por campo y pozo integrando la participación volumétrica de las distintas asignaciones y Áreas Contractuales que convergen en el Punto de Medición Fiscal ubicado en [REDACTED] tomando como medición referencial los valores de producción entregados en los Puntos de Medición provisional de condensado.

Para la determinación de los parámetros de calidad de los hidrocarburos líquidos producidos, esta se realizará conforme al *Acuerdo de Medición*, en el cual se registra que la muestra volumétrica de los hidrocarburos líquidos será tomada en el Punto de Medición provisional para [REDACTED] a través del procedimiento de muestreo manual en los tanques verticales y su correspondiente análisis en un laboratorio acreditado y autorizado por la Entidad Mexicana de Acreditación (en adelante, EMA). Por su parte, los parámetros de la calidad [REDACTED] serán obtenidos de una toma posterior al separador trifásico móvil y previo a su disposición final, con la finalidad de ser analizadas por un laboratorio acreditado y autorizado por la EMA. Las



muestras tanto de los hidrocarburos [REDACTED] se realizarán durante la ejecución de las pruebas de producción convencional de cada pozo.

Con relación al manejo y medición [REDACTED] 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 en la Estación de Recolección [REDACTED]

Por lo anterior, el Área de Producción y Balances 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.

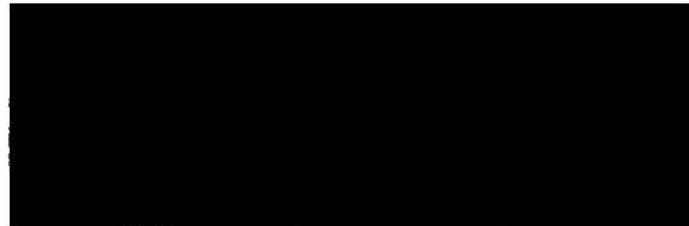
### **Determinación del precio por tipo de hidrocarburo**

En la Modificación al Plan de Exploración se visualizan dos posibles escenarios, en el escenario base se pretende realizar 1 (una) Prueba de Presión Convencional, sin embargo, dependiendo del resultado obtenido en esta Prueba, podría ejecutarse un escenario incremental donde se llevarían a cabo hasta 5 (Cinco) Pruebas de Presión Convencionales.

En sustento a lo anterior, es importante señalar que, durante las Pruebas de Presión previstas, se visualiza que los hidrocarburos producidos serán separados a boca de pozo mediante un separador trifásico, posteriormente, [REDACTED] separado se almacenará en una presa metálica para su posterior envío mediante unidades de presión y vacío a los Puntos de Medición Provisionales ubicados en las Estaciones de Recolección (ER) [REDACTED] en dichos puntos se llevará a cabo su disposición final.

Por otra parte, [REDACTED] separado será medido mediante el uso de un medidor de flujo del tipo "Placa de Orificio", siendo este instrumento el que se solicita como Punto de Medición Provisional, una vez contabilizado, en este mismo punto se llevará a cabo su disposición final.

En cuanto la calidad [REDACTED] a producir, se espera que esta ronde en los valores siguientes:



**Tabla 13.** Calidad esperada [redacted] (Fuente Operador).

Por otra parte, se espera que la calidad de [redacted] producir ronde en los valores siguientes:



**Tabla 14.** Calidad esperada [redacted] (Fuente Operador).

En lo que respecta a los mecanismos para el precio de venta de los hidrocarburos a ser comercializados, se señala que estos se mantienen conforme a lo aprobado en la resolución CNH.E.46.004/2021 de fecha 12 de julio de 2021.

### **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 250.1398/2022 de fecha 25 de octubre del 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-171 de fecha 26 de octubre del 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición Provisional, presentados como parte de la modificación del Plan de Exploración con respeto del Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/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 Lineamientos, 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 Lineamientos 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 Lineamientos, 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 CNH.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, 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:**

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la modificación del Plan de Exploración por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen.
2. El Contratista deberá llevar a cabo un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
3. El Contratista deberá remitir a esta Comisión el resultado de la prueba de producción de los pozos Coatli-1EXP, Iuputh-1EXP, Alté-1EXP, Nuk'wel-1EX y Téenek-1EXP, conforme al Artículo 42 Quintus de los LTMMH.
4. El Contratista deberá reportar la producción de los volúmenes de hidrocarburos obtenidos durante las pruebas de producción

convencionales, de conformidad con los artículos 10 y 36 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

5. El Contratista deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b de los LTMMH. Adicionalmente, se deberá presentar la información del balance y producción en los formatos definidos por la CNH en el Anexo I de los LTMMH, firmados y validados por el Responsable Oficial
6. El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición provisional.
7. De conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Contratista deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas, que en su caso requiera el Plan de Exploración, en relación con los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición provisional aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los LTMMH. Por lo que para el caso de que el Contratista requiera o solicite la aprobación o modificación de un Punto de Medición provisional este deberá solicitarse a través de una solicitud de modificación del Plan de Exploración o como una adición al Plan de Exploración, cumpliendo con lo establecido en el Artículo 42 Bis. y/o artículo 42 Quater 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 Coatl-1EXP, Luputh-1EXP, Alté-1EXP, Nuk'wel-1EXP y Téenek-1EXP contemplados en la Modificación del Plan de Exploración del Área Contractual [REDACTED] los cuales se ubicarán a boca de pozo para el Hidrocarburo [REDACTED] con TAG de identificación [REDACTED] y tecnología de [REDACTED]



Medición de presión diferencial tipo Placa de Orificio, mientras que para el Hidrocarburo [REDACTED] los Puntos de Medición provisional se ubicaran en las Estaciones de Recolección [REDACTED] TAG de identificación [REDACTED] [REDACTED] TAG de identificación [REDACTED] con tecnología de Medición estática con cinta Petrolera y pasta marcadora, los cuales permanecen bajo lo Aprobado vigente mediante la Resolución CNH.E.46.004/2021 de fecha 12 de julio de 2021, cumpliendo así con lo dispuesto en los LTMMH, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción con base en lo referido en el artículo 42 Bis, en cuanto a la identificación, Ubicación, Responsable Oficial, 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, así como a lo referido en el artículo 43, fracción IV de los LTMMH, concluye que la propuesta es técnicamente viable en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir durante las Pruebas de Producción convencionales, propuestas dentro de la modificación del Plan de Exploración, resaltando que la vigencia del Punto de Medición provisional será aplicable solo para la duración de las pruebas en comento.

#### **V.4 Programa Mínimo de Trabajo**

De acuerdo con el Anexo 5 del Contrato, el monto de las Unidades de Trabajo comprometidas como Programa Mínimo de Trabajo es de 7,800. El monto de las Unidades de Trabajo comprometidas como Incremento en el Programa Mínimo equivalen al valor de dos Pozos, es decir, 20,200 y el monto de Unidades de Trabajo comprometidas para el PAE es de 10,100 UT equivalentes al valor de un Pozo. Por lo tanto el compromiso total es de 38,100 UT.

Se advierte que a la fecha la Comisión ha acreditado un total de 13,375.47 UT En este sentido el Contratista deberá acreditar 24,7214.53 UT para cumplir con las 38,100 UT.

En la Tabla 15, se muestra la estimación de Unidades de Trabajo, en relación con los Escenarios Base e Incremental descritos en el Plan modificado. Se identifica que, de ejecutar todas las actividades, tanto para el Escenario Base como para el Incremental, se alcanzarían hasta 15,061.36 UT en el Escenario Base; mientras que para el Escenario Incremental lograría acreditar 42,542.74 UT, dando un total para los dos escenarios operativos de 57,604.10 UT.

Cabe mencionar que el cumplimiento del PMT, es relativo a la totalidad del Contrato, considerando que, dentro del Área Contractual, coexisten las

etapas de exploración y de evaluación, el Contratista podrá solicitar UT por la ejecución de actividades en el marco del Plan de Exploración y el Programa de Evaluación correspondientes.

En este sentido, considerando las actividades propuestas en el Escenario Base de la modificación al Plan de Exploración que ascienden a 15,061.36 UT), las actividades documentadas en el Escenario Base de la modificación al Programa de Evaluación consideran 9,704.00 UT, y las actividades del Escenario Base del Programa de Evaluación para el Descubrimiento asociado al Pozo Dieciocho de Marzo-36DEL que suman 9,297.00 UT) y las 13.375.47 UT acreditadas por esta Comisión mediante oficios 260.523Bis/2021, 260.1318/2021, 260.1429/2021 y 260.0358/2022, se concluye que el Contratista podría cumplir con el PMT y su Incremento, ya que prevé una ejecución total de 47,437.83 UT para el Área Contractual.





Actividad	Tipo	Tipo de unidad	Unidad de Trabajo equivalentes	Escenario Base				Escenario Opcional y/o incremental									
				Estudios Exploratorios		Coast-1EXP		Estudios Exploratorios		Lupáth-1EXP		Alte-1EXP		Nuk'wel-1EXP		Yáenek-1EXP	
				UT	Cantidad	UT	Cantidad	UT	Cantidad	UT	Cantidad	UT	Cantidad	UT	Cantidad	UT	
Registros geofísicos convencionales	GR	por metro registrado	0.05	4,000	200		4,000	200	4,000	200	3,000	150	2,500	125			
	RT	por metro registrado	0.05	4,000	200		4,000	200	4,000	200	3,000	150	2,500	125			
	Litodensidad	por metro registrado	0.05	3,000			2,000		2,000		2,000		3,000				
	Neutrón	por metro registrado	0.05	3,000	150		2,000	100	2,000	100	2,000	100	3,000	150			
	Banco dipolar	por metro registrado	0.05	2,000	100		1,000	50	1,000	50	1,000	50	2,000	100			
Registros geofísicos especiales	MRI Resonancia magnética nuclear	por metro registrado	0.08	1,000	80		600	48	600	48	500	40	700	56			
	Espectroscopia gamma	por metro registrado	0.08	1,000	80		600	48	600	48	500	40	700	56			
	Registro de imagen VSP/CHECKSHOT	Por estación	0.62	130	80.6		150	93	100	62	90	55.8	62	38.44			
Toma de núcleos	Núcleos de fondo	Por cada metro de núcleo de fondo	3		0			0		0		0	9	27			
	Núcleos de pared	Por 3 núcleos de pared	1	30	10		30	10	30	10	30	10		0			
Análisis de núcleos	Análisis convencionales a núcleos	Por muestra	2.5	15	37.5		15	37.5	15	37.5	15	37.5	36	90			
	Análisis especiales a núcleos	Por muestra	3.5	15	52.5		15	52.5	15	52.5	15	52.5	27	94.5			
Registros y muestras MDT	Presiones MDT	Por cada medición de presión	10	10	100		10	100	10	100	10	100	9	90			
	Muestras MDT	Por cada muestra de fluido	150		0			0		0		0	3	450			
PVT	PVT / Análisis Cromatográfico	En cada muestra por unidad de flujo	100	1	100		1	100	1	100	1	100	1	100			
Pruebas de Presión Producción durante la Terminación	Pruebas de producción convencional	Por cada prueba de producción que no se considere de alcance extendido	100	1	100		1	100	1	100	1	100	1	100			
Perforación		Según la profundidad del pozo		5,420	12,624		6,119	14,186	4,120	9,092	3,579	8,056	2,531	6,074			
Representamiento de sísmica 3D			1.25	846.76													
Interpretación sísmica			100	100													
Evaluación de recursos prospectivos			200	200													
Modelo Estático		Por estudio	300				300										
<b>Total Escenario Base</b>			<b>SUB-TOTAL</b>	<b>1,146.76</b>	<b>13,915</b>		<b>300</b>	<b>15,325</b>	<b>10,200</b>	<b>9,042</b>	<b>7,676</b>						
<b>Total Escenario Opcional y/o incremental</b>														<b>42,542.74</b>			
<b>Total Escenario Base + Total Escenario Opcional y/o incremental</b>														<b>57,604.10</b>			

**Tabla 15.** Unidades de Trabajo para el Escenario Base e Incremental. (Fuente: CNH con información del Operador).

Las actividades incluidas en el presente Dictamen Técnico y documentadas por el Operador en la modificación del Plan se podrán acreditar como UT. Dicha acreditación por parte de la Comisión estará sujeta al cumplimiento total y suficiente de las actividades factibles a 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.

### V.5 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles reservas a incorporar

En la modificación al Plan presentado por el Operador, estima un recurso prospectivo a la media sin riesgo de hasta [REDACTED] asociados a 5 prospectos exploratorios con una probabilidad de éxito geológico entre el 23 % y 54%.

La Tabla 16 muestra las metas volumétricas presentadas por el Contratista, asociadas a los pozos considerados a perforarse en el Primer Periodo Adicional de Exploración.

Prospecto	Objetivo geológico	Recursos prospectivos a la media (MMbpce)	Pg (%)	Posible incorporación de recursos (MMbpce)*	Tipo de hidrocarburo
<b>Escenario Base</b>					
Coatl-1EXP					
<b>Escenario Incremental</b>					
Lupüth-1EXP					
Alte'-1EXP					
Nuk'wel-1EXP					
Téenek-1EXP*					

\*Calculado por la Comisión con datos del Operador

**Tabla 16.** Estimación de recursos prospectivos y posibles recursos a incorporar.  
(Fuente: Comisión, con información de Operador)

### V.6 Análisis Económico

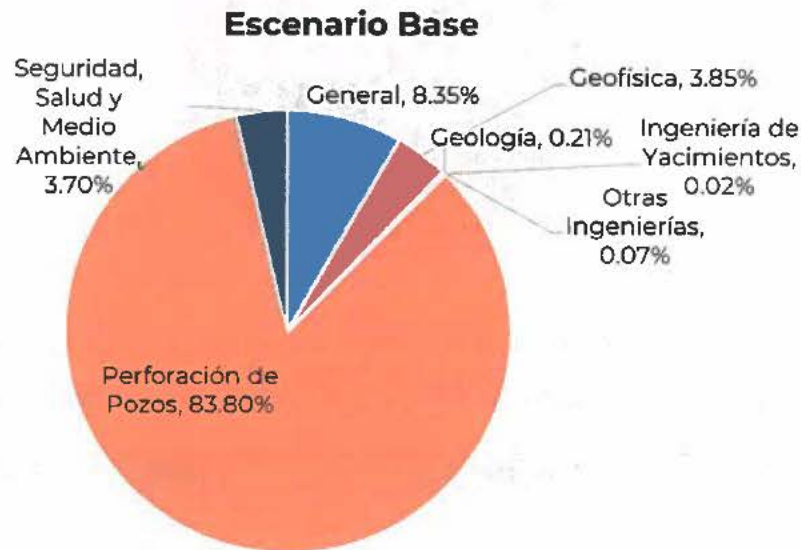
La evaluación de la modificación al Plan de Exploración considera un análisis del Programa de Inversiones.



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 al Plan de Exploración, el Operador propone dos Escenarios, el Escenario Base<sup>1</sup> de [REDACTED] donde se propone la perforación de un pozo exploratorio, el reprocesamiento de información sísmica 3D y estudios exploratorios, y el Escenario Opcional y/o Incremental, de [REDACTED] que considera la perforación de cuatro pozos exploratorios y la realización de estudios exploratorios adicionales.



**Figura 10.** Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad – Escenario Base (Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

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

<sup>1</sup> Se excluyen los montos asociados al Programa de Transferencia de Tecnología y reprocesamiento de información sísmica 3D fuera del Área Contractual, ambos conceptos señalados por el Operador como No Elegibles.

**Tabla 17.** Desglose del Programa de Inversiones – Escenario Base  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:  
Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.  
Montos en millones de dólares de los Estados Unidos.

**Escenario Base + Opcional y/o Incremental**



**Figura 11.** Distribución del Programa de Inversiones por Sub-Actividad – Escenario Base + Opcional y/o Incremental  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

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

**Tabla 18.** Desglose del Programa de Inversiones – Base + Opcional y/o Incremental  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

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 al Plan de Exploración, 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*

*f*



*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.7 Programas Asociados**

### **V.7.1 Programas de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología**

En relación con el cumplimiento del Programa de Contenido Nacional asociado a la modificación al Plan, la Comisión solicitó a la SE emitir su opinión respecto del cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional mediante el oficio 240.1890/2022 de 22 de noviembre de 2022.

Respecto al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, se consultó a la SE mediante oficio 240.1891/2022 de 22 de noviembre de 2022 a la SE, emitir su opinión respecto a la modificación al Plan.

En este contexto, esta Comisión aún no cuenta con las opiniones que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la SE sobre dichos programas, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita las opiniones en sentido favorable, formarán parte del Plan.

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

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 el presente Plan de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

### **V.7.2 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 240.1892/2022 de 22 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 que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1281/2017 de 11 de diciembre de 2017, la ASEA autorizó al Contratista el Sistema de Administración identificado con el número de CURR ASEA-PAE17305C/A11717, 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 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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

Derivado de la revisión y análisis a la información presentada en el Plan modificado, se identifica que las actividades y su secuencia de operación, son congruentes con los objetivos del Plan, las características geológicas y las etapas del proceso exploratorio en las que se encuentra el Área Contractual.

En este sentido, se señala que es interés del Contratista, continuar con la exploración dentro del Área Contractual durante el tiempo de la vigencia del Periodo Adicional de Exploración y cumplir con sus compromisos contractuales, asimismo amplía su cartera de prospectos exploratorios para el Escenario Incremental, debido principalmente a la actualización de sus estudios exploratorios durante el PAE.

Por lo anterior, la Comisión emite el presente Dictamen, 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 desarrollo de las actividades contenidas en la Modificación.

### **VI.1 Indicadores del Desempeño del Plan de Exploración**

Conforme al análisis de las actividades que integran la Modificación del Plan, 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.

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 dar cumplimiento al PMT.



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

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 el conocimiento geológico del subsuelo, a través de la evaluación del potencial petrolero del área, reprocesamiento de información sísmica 3D, estudios geológicos, así como una posible incorporación de reservas a través de la perforación de los prospectos exploratorios.

Asimismo, se identifica que las actividades propuestas por el Contratista resultan adecuadas con la etapa del proceso exploratorio en el que actualmente se encuentra el Área Contractual.

Como parte de la solicitud de aprobación del PAE, se presentó la solicitud de Modificación al Plan de Exploración cumpliendo con lo establecido el artículo 41, fracción I de los Lineamientos.

Aunado a lo anterior, la solicitud de Modificación cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- El Contratista presentó el formato MP y su instructivo;
- Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- Presentó el documento que integra los apartados del Plan que sufren Modificación, y
- Presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como 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.1.1. Cumplimiento de los artículos 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, 39 y 40 de los Lineamientos.**

- **Observancia de las Mejores Prácticas.** En relación con la Modificación presentada por el Contratista, y de acuerdo con las etapas del proceso exploratorio en las que se encuentra el Área Contractual, la Comisión advierte que la secuencia de actividades propuestas en el Plan es acorde a las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional para la incorporación de reservas. Lo cual se identificó mediante la programación de diversos estudios exploratorios, el reprocesado de información sísmica 3D, y la perforación de prospectos exploratorios.

- **Evaluación del Potencial de Hidrocarburos.** La Comisión advierte que, la secuencia de actividades propuestas en el Plan para la evaluación del Potencial petrolero le ha permitido al Contratista obtener una mayor definición del conocimiento geológico-estructural de la Cuenca de Burgos, en particular en los *plays* donde se tienen documentados prospectos a perforar con el objetivo de probar el funcionamiento del sistema petrolero así como obtener información que permita actualizar el portafolio de recursos prospectivos.

- **Incorporación de reservas.** De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos y riesgo geológico presentados por el Contratista en el Plan de Exploración, representa una posible incorporación de recursos de alrededor de [REDACTED] asociados a los [REDACTED] prospectos, en tanto se continúan evaluando los recursos prospectivos en toda la extensión del área Contractual. Cabe destacar que el área Contractual se localiza dentro de la provincia Cuenca de Burgos [REDACTED] en donde existen múltiples campos y descubrimientos, en donde cobra relevancia la participación de Contratistas Petroleros con interés en proyectos de exploración [REDACTED] y que cuenten con la capacidad financiera para su desarrollo. Lo anterior resulta acorde a lo establecido en los artículos 39 y 40 fracción II de los Lineamientos.

- **Delimitación del área.** La delimitación asociada a descubrimientos no es técnicamente aplicable en las etapas de Exploración en las que se encuentra el Área Contractual. Por lo tanto, se advierte que no hay materia para considerar en la modificación al Plan 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, dado que la modificación al Plan considera actividades de Evaluación del Potencial e Incorporación de Reservas, por lo tanto no existe aún Descubrimiento alguno que sea factible a ser evaluado y caracterizado conforme al artículo 45 de los Lineamientos.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que el conjunto de actividades propuestas en el Plan está orientado a comprobar la existencia de Hidrocarburos en el subsuelo dentro del Área Contractual.

Por lo anterior, es necesario precisar que, en caso de que el Operador realice un Descubrimiento como resultado de la perforación de alguno de los prospectos exploratorios contemplados en la propuesta de modificación del Plan, es necesario que lo notifique a esta Comisión de acuerdo a lo establecido en la normativa, para que posteriormente,



someta para aprobación de esta Comisión el Programa de Evaluación correspondiente.

En este sentido, la caracterización y delimitación de un Descubrimiento no se contempla en la modificación del Plan, por lo que se advierte que no hay materia de análisis en términos del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos.

Finalmente, de conformidad con el artículo 40 de los Lineamientos se determinó que las actividades incluidas en la Solicitud dan cumplimiento a la normativa aplicable y son congruentes con las obligaciones establecidas en el Contrato.

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

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.** Del conjunto de actividades propuestas en el Plan de Exploración, y en el supuesto de la ejecución total de las mismas, se refleja que la secuencia operativa permitirá generar un avance sustantivo en el proceso exploratorio, toda vez que mediante la integración y correlación de los resultados hasta ahora obtenidos, así como los resultados de la perforación de pozos, se dispondrá de un mayor conocimiento del subsuelo tanto a nivel regional como local, que permitirá identificar los elementos de riesgo e incertidumbre geológica, evaluar el potencial.

En este sentido, se pone de manifiesto que las actividades que el Contratista considera realizar incentivan el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** En relación a la estrategia exploratoria propuesta por el Contratista y de las actividades, particularmente de la perforación de los prospectos exploratorios, el Contratista 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 prospectivos del país, de la ejecución del Escenario Base, que considera la perforación de un prospecto y en el supuesto de éxito exploratorio, el Contratista refiere una estimación preliminar de recursos prospectivos a la media sin riesgo de [REDACTED]

\*

- **La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos.** En relación con el Plan propuesto, la Comisión concluye que, en los estudios a realizar resalta la aplicación de metodologías, tecnologías y algoritmos de última generación en el procesado de información sísmica definidos en el Plan modificado, cuya aplicación resultaría adecuada para mejorar considerablemente la calidad de la imagen sísmica en la compleja geología predominante en el área. Con lo cual se advierte que, la propuesta de la tecnología a utilizar es acorde con las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional.
- **Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.** 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 el desarrollo de estudios exploratorios, adquisición y procesamiento de información sísmica 3D 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 pronunciarse respecto de la aprobación de la modificación del Plan de Exploración presentado por el Contratista, correspondiente al Contrato CNH-R02-L02-A7.BG/2017, toda vez que resulta técnica y económicamente viable, cumpliendo con lo establecido en el Contrato y la normativa aplicable.

Lo anterior, 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.

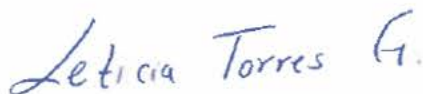
Lo anterior, toda vez que, de acuerdo con el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y el Anexo 5 del Contrato y 39 fracciones I, II, 40, fracciones I y II, y 41 fracción I de los Lineamientos, estas actividades permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico del Área Contractual, 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.





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 la Ley de Hidrocarburos, así como en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y las Cláusulas 4.1, 4.3, 4.4 y Anexo 5 del Contrato.

**Elaboró**



**Ing. Leticia Torres González**  
Subdirectora 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.

