

2022

CNH

Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



# Dictamen Técnico del Plan de Exploración de la Asignación AE-0179-Maguey

**Operador: Pemex Exploración y Producción**

Noviembre de 2022

# CONTENIDO

<b>I.</b>	<b>IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR PETROLERO Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN</b>	<b>3</b>
I.1	DATOS DEL OPERADOR _____	3
I.2	DATOS DE LA ASIGNACIÓN _____	4
<b>II.</b>	<b>ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN</b>	<b>5</b>
<b>III.</b>	<b>RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN</b>	<b>6</b>
<b>IV.</b>	<b>CRITERIOS DE EVALUACIÓN APLICABLES PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO</b>	<b>7</b>
IV.1	ANTECEDENTES EXPLORATORIOS _____	8
IV.2	PLAN DE EXPLORACIÓN _____	12
IV.2.1	ACTIVIDADES ESCENARIO BASE _____	14
IV.2.1.1	ESTUDIOS EXPLORATORIOS _____	14
IV.2.1.2	POZOS _____	14
IV.2.2	ACTIVIDADES ESCENARIO INCREMENTAL _____	16
IV.2.2.1	ESTUDIOS EXPLORATORIOS _____	16
IV.2.2.2	ADQUISICIÓN, PROCESAMIENTO Y REPROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN SÍSMICA _____	16
IV.2.2.3	POZOS _____	17
IV.2.2.4	MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS _____	19
IV.3	COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO _____	27
IV.4	RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RECURSOS A INCORPORAR _____	27
IV.5	ANÁLISIS ECONÓMICO _____	28
IV.6	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN _____	32
IV.7	PROGRAMA DE TRABAJO Y PRESUPUESTO _____	33
<b>V.</b>	<b>ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN</b>	<b>34</b>
V.1	CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN _____	34
V.1.1	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS 39 Y 40 DE LOS LINEAMIENTOS _____	35
V.1.2	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA _____	37
<b>VI.</b>	<b>SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO</b>	<b>38</b>

El 29 de marzo de 2021 la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría), otorgó a Petróleos Mexicanos a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador) el Título de Asignación AE-0179-Maguey (en adelante, Asignación) para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Al respecto, cabe mencionar que el 23 de septiembre de 2021 mediante el oficio 521.DGEEH.293/21, la Secretaría otorgó al Operador una prórroga de 90 días naturales para presentar el Plan de Exploración ante esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), a partir del día siguiente del vencimiento del plazo original (24 de septiembre de 2021).

En este sentido, mediante oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-2558-2021, recibido el 26 de octubre de 2021, el Operador solicitó a la Comisión la aprobación del Plan de Exploración (en adelante, Plan o Plan de Exploración) correspondiente a la Asignación, a fin de considerar la realización de actividades en el Periodo Inicial de Exploración (en adelante, PIE), misma que fue desechada mediante oficio 240.0205/2022 el 27 de enero de 2022, toda vez que la información presentada en atención al oficio de prevención no subsanó en su totalidad la información requerida; no obstante, se dejó a salvo el derecho del Operador para presentar una nueva propuesta al Plan de Exploración.

Derivado de lo anterior, el Operador presentó nuevamente para aprobación de la Comisión el Plan de Exploración, mediante oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-2267-2022 de fecha 22 de julio de 2022 (en adelante, Solicitud), correspondiente a la Asignación, a fin de considerar la realización de actividades en el Periodo Inicial de Exploración.

El Período Inicial de Exploración (en adelante, PIE) tendrá una duración de tres años contados a partir del inicio de la vigencia del Título de Asignación (del 29 de marzo de 2021 al 29 de marzo de 2024). Durante ese periodo, el Operador estará obligado a concluir el Compromiso Mínimo de Trabajo (en adelante, CMT) que establece el Anexo 2 del Título de Asignación, el cual equivale a la perforación y terminación de un pozo exploratorio durante el PIE.

## **I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR PETROLERO Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN**

### **I.1 Datos del Operador**

El Operador promovente del Plan de Exploración de la Asignación es la Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos, a través de su

Empresa Productiva del Estado Subsidiaria, denominada Pemex Exploración y Producción, quien es representada por la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de Exploración y Producción, adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción, con facultades para representar al Operador en términos de los artículos 40, fracción I; 42, fracción I, numeral 10, inciso d); y 98, fracción I del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, publicado en el DOF, el 31 de marzo de 2022 mediante el "AVISO por el que se da a conocer las direcciones electrónicas en donde podrá ser consultado el Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción."

## 1.2 Datos de la Asignación

La Tabla 1 incluye las generalidades de la Asignación en comento.

Operador	Pemex Exploración y Producción
Asignación	AE-0179-Maguey
Vigencia	Treinta (30) años a partir de la Fecha Efectiva, es decir, del 29 de marzo de 2021.
Vigencia del Periodo Inicial de Exploración	Tres (3) años contados a partir del inicio de la vigencia del Título de Asignación
Provincia Petrolera	Tampico-Misantla
Superficie	2,490.851 km <sup>2</sup>
Elevación del terreno	50- 200 m

Tabla 1. Datos de la Asignación.  
(Fuente: Comisión).

La Asignación se localiza geográficamente en la porción noroeste del estado de Veracruz, aproximadamente a 15 km al noroeste del municipio de Huejutla, Hidalgo, en la Provincia Petrolera Tampico-Misantla. Las coordenadas que delimitan el Área de Asignación se circunscriben con los vértices que se ilustran en la Figura 1 y se enlistan con la Tabla 2.

Las actividades amparadas en el Título de Asignación pueden realizarse en todas las formaciones geológicas, es decir, no presenta restricción de profundidad.

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	98° 26' 00"	21° 15' 00"
2	98° 33' 00"	21° 15' 00"
3	98° 33' 00"	21° 10' 00"
4	98° 45' 30"	21° 10' 00"
5	98° 45' 30"	21° 11' 30"
6	98° 47' 00"	21° 11' 30"

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
14	98° 52' 30"	21° 18' 00"
15	98° 52' 30"	21° 19' 00"
16	98° 53' 30"	21° 19' 00"
17	98° 53' 30"	21° 20' 30"
18	98° 54' 30"	21° 20' 30"
19	98° 54' 30"	21° 22' 00"

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
7	98° 47' 00"	21° 13' 00"
8	98° 48' 30"	21° 13' 00"
9	98° 48' 30"	21° 15' 00"
10	98° 50' 00"	21° 15' 00"
11	98° 50' 00"	21° 16' 30"
12	98° 51' 30"	21° 16' 30"
13	98° 51' 30"	21° 18' 00"

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
20	98° 55' 30"	21° 22' 00"
21	98° 55' 30"	21° 23' 00"
22	98° 57' 00"	21° 23' 00"
23	98° 57' 00"	21° 23' 30"
24	98° 57' 30"	21° 23' 30"
25	98° 57' 30"	21° 39' 00"
26	98° 26' 00"	21° 39' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación.  
(Fuente: Comisión).

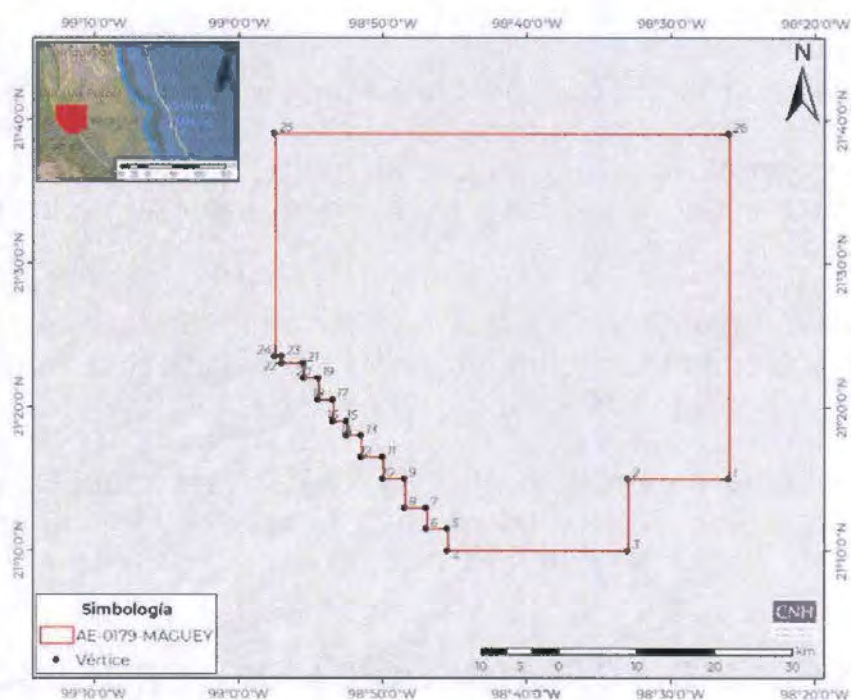


Figura 1. Localización y vértices del Área de la Asignación.  
(Fuente: Comisión)

## II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN

De acuerdo con lo establecido en el Término y Condición Quinto, inciso A) del Título de Asignación, el Operador presentó para aprobación de la Comisión el Plan de la Asignación, el cual tendrá una duración de tres (3) años, contados a partir del 29 de marzo de 2021, fecha en que se otorgó el Título de Asignación.

El objetivo principal del Plan consiste en la evaluación del Potencial Petrolero mediante estudios exploratorios y la incorporación de recursos por medio de la perforación de pozos exploratorios en zonas consideradas por el Operador con mayor prospectividad, como lo son los Plays

Para cumplir los objetivos del Plan, la estrategia exploratoria definida por el Operador, considera la realización de estudios exploratorios y actividades propias de adquisición y/o procesamiento de información de datos sísmicos, que permitirá reducir la incertidumbre de las oportunidades exploratorias identificadas, así como la perforación de prospectos exploratorios.

Con base en la información que integra el Plan y los objetivos establecidos, el Operador define en su propuesta dos escenarios operativos: Escenario Base e Incremental, este último con la particularidad de realizar las actividades parciales o totales, en función de los resultados obtenidos del Escenario Base.

- **Escenario Base:** considera las actividades que el Operador realizaría en relación con el cumplimiento del CMT establecido en el Anexo 2 del Título de Asignación.
- **Escenario Incremental:** considera actividades adicionales, descritas en el apartado *IV.2.2 Actividades Escenario Incremental*, cuya realización podría ser parcial o total.

### III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

Mediante escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-2267-2022 de fecha 22 de julio de 2022, el Operador solicitó a la Comisión la aprobación del Plan correspondiente a la Asignación, a fin de considerar la realización de actividades en el Periodo Inicial de Exploración

El proceso de evaluación técnica y la elaboración del Dictamen Técnico para el Plan, involucró la participación de la DGDE, DGSA, DGPEE y DGMCP, de la Comisión.

Además, se envió la información proporcionada por el Operador a la Secretaría de Economía (en adelante, Secretaría) y a la Agencia Nacional

de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia o ASEA) para que, en el ámbito de sus competencias, dichas instituciones realicen la evaluación del Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional y del Sistema de Administración de Riesgos, respectivamente.

La Figura 2 muestra, en un contexto generalizado, la relación cronológica para la Evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto al Plan presentado por el Operador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.105/2022 de la DGDE de esta Comisión.

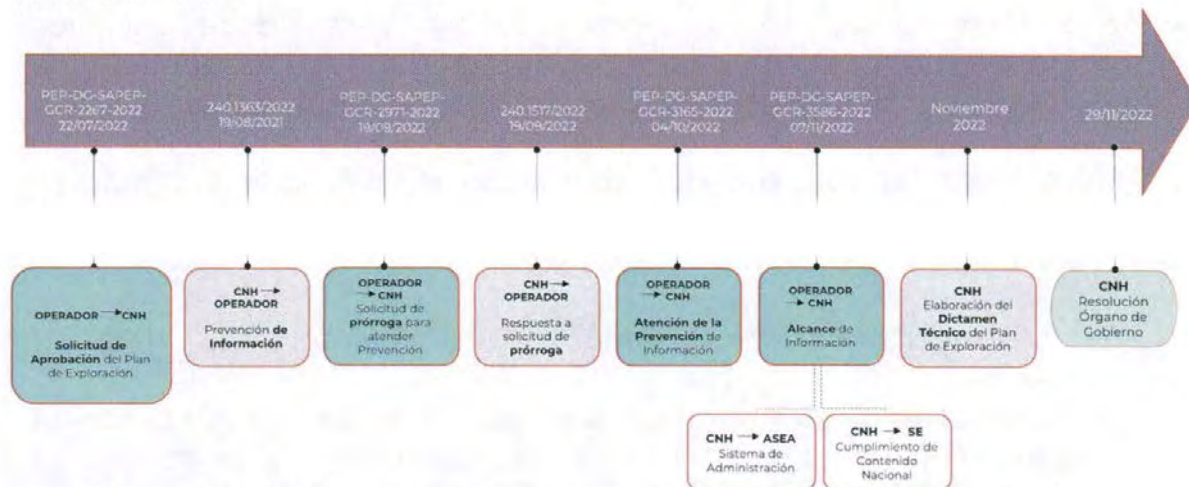


Figura 2. Relación cronológica para la Evaluación, Dictamen Técnico y Resolución del Plan.  
(Fuente: Comisión).

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

Se verificó que las actividades propuestas por el Operador cumplen con el contenido del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos respecto a la observancia de las Mejores Prácticas a nivel internacional para la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, la Incorporación de Reservas y la Delimitación del área sujeta a la Asignación.

La Comisión consideró las bases previstas, principios y criterios en términos de los artículos 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), artículos 18, 19, 39, 40, fracciones I y II y Anexo I de los Lineamientos, para el análisis técnico de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en el Plan, considerando también las características geológico-petroleras del área, así como el grado de avance de las

actividades de Exploración necesarias y esperadas en el Área de la Asignación.

Al respecto, se advierte que las actividades propuestas por el Operador dan cumplimiento a lo establecido en los artículos 39, fracciones I y II; 40, fracciones I, II y el Anexo I de los Lineamientos.

El Plan de Exploración contempla en su Escenario Base, la realización de dos estudios exploratorios regionales de *Plays*, tres estudios exploratorios relacionados a la perforación de pozos y un estudio Regional, así como la perforación y terminación del prospecto exploratorio Paxqui-1EXP. En el Escenario Incremental, se considera realizar hasta doce estudios relacionados a la perforación de pozos, adquisición de información sísmica y la perforación de hasta cuatro prospectos exploratorios.

En consecuencia, la solicitud de aprobación del Plan de Exploración cumple con los requisitos establecidos en el artículo 15 de los Lineamientos:

- La información fue presentada mediante el formato AP y su instructivo;
- Acreditó el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto;
- Presentó el documento que integra el Plan, con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo respectivo

#### IV.1 Antecedentes Exploratorios

Dentro del Área de la Asignación se realizó diversa actividad exploratoria en el periodo comprendido de agosto de 2014 a julio de 2022, particularmente tres (3) estudios con carácter regional: un estudio de *Plays*, uno de Análisis Estratigráfico y una Evaluación del Fracturamiento Natural, el objetivo y alcance de estos se muestran en la Tabla 3.

Nombre del estudio	Objetivo	Alcance	Año
Estudio de <i>Plays</i> [REDACTED]	Conocer la distribución regional de las rocas generadoras de los <i>Plays</i> [REDACTED] como los diferentes elementos que componen el Sistema Petrolero.	• Caracterización y definición de los sweet spots, mediante el análisis de las características: geoquímicas, sedimentológicas, estructurales y geomecánicas de las secuencias [REDACTED] de interés económico-petrolero.	2014



Nombre del estudio	Objetivo	Alcance	Año
		<ul style="list-style-type: none"> <li>Modelado 3D del sistema petrolero de [REDACTED]</li> </ul> Evaluación de los recursos prospectivos técnicamente recuperables de Hidrocarburos y su riesgo.	
Informe Final: Análisis Estratigráfico [REDACTED]	Definir la distribución vertical y horizontal mediante el Análisis Estratigráfico de las facies sedimentarias del Play No Convencional Oxfordiano del [REDACTED] para jerarquizar las áreas de interés económico-petrolero en la cuenca Tampico-Misantla.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Establecer el marco estratigráfico-secuencial de la evolución sedimentaria de la cuenca.</li> <li>Interpretación de facies por secuencia en secciones de correlación estratigráficas.</li> <li>Elaborar mapas de facies y paleoambientes por nivel estratigráfico, a partir de mapas de isopacas y sísmica estructural.</li> <li>Análisis petrofísico y geoquímico integrando las facies sedimentarias.</li> </ul> [REDACTED]	2018
Evaluación del Fracturamiento Natural y del Entrampamiento de Hidrocarburos en los Plays Carbonatados en la Cuenca Tampico Misantla Etapa II	Evaluar los Plays en yacimientos naturalmente fracturados de las [REDACTED] la identificación de los estilos estructurales, etapas de deformación y formación de trampas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incrementar el recurso prospectivo mediante la caracterización de los [REDACTED]</li> </ul> Soportar y documentar técnicamente la cartera de oportunidades a nivel [REDACTED]	2021

Tabla 3. Estudios exploratorios en el periodo 2014-2022.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

Adicionalmente, en el mismo periodo, se procesó información sísmica 2D (Figura 3), cuyos detalles se muestran en la Tabla 4.

Tipo de estudio	Nombre	Cubrimiento (km/km <sup>2</sup> )	Algoritmo de adquisición y/o procesamiento	Año
Procesamiento Sísmico 2D	Transectos 2D	272.034	Kirchhoff y RTM	2020
Procesamiento sísmico 2D	Aksanan 2D	559.812	Kirchhoff y RTM	2021
Procesamiento sísmico 2D	Zacahuil 2D	385.149	Kirchhoff y RTM	2021

Tabla 4. Procesamiento de información sísmica 2D en el periodo 2014-2022.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

Asimismo, cabe señalar que, dentro del Área de Asignación, existen por lo menos (20) pozos perforados (Tabla 5). En términos generales, a continuación, se presentan los resultados de los pozos existentes dentro de dicha Área (Figura 4).

Nombre del pozo	Resultado	Intervalo probado	Año de perforación
Cordón-1	Seco		1971
Enchilada-1	Invadido		1999
Maguey-2	Accidente mecánico		1962
Maguey-2A	Productor gas		1963
Tampamolón-1	Productor de Gas y Condensado		1991
Tancuayalab-1	Seco		1990
Tancanhuitz-1	Seco		1955
Zacatianguis-1	Seco		1961
Oleotuju-1	Seco		1971
Guayal-1A	Seco		1969
Maguey-1	Seco		1939
Tazaquil-1	Seco		2000
Romerito-1	Invadido		1989
Palmira-101	Seco		1962
Tempoal-1	Productor gas (no comercial)		1969
Piedra Hincada-1	Seco		1964
Corozal-1	Seco		1964
Maguey-3	Seco		1964
Nexpa-1	Seco		1964
Tecolote-1	Seco		1966

Tabla 5. Pozos existentes en el Área de Asignación  
(Fuente: Comisión).

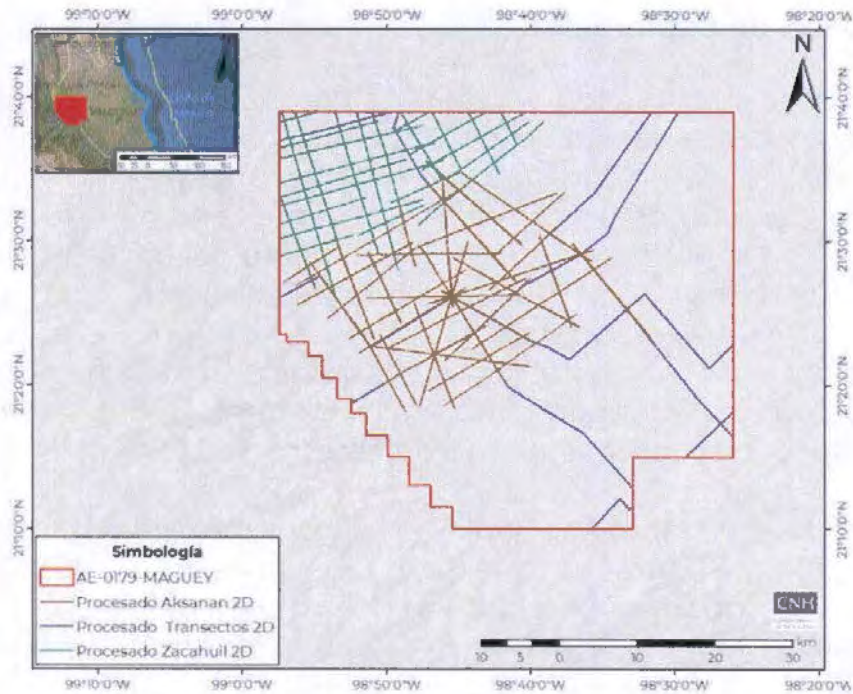


Figura 3. Procesamiento de información sísmica.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

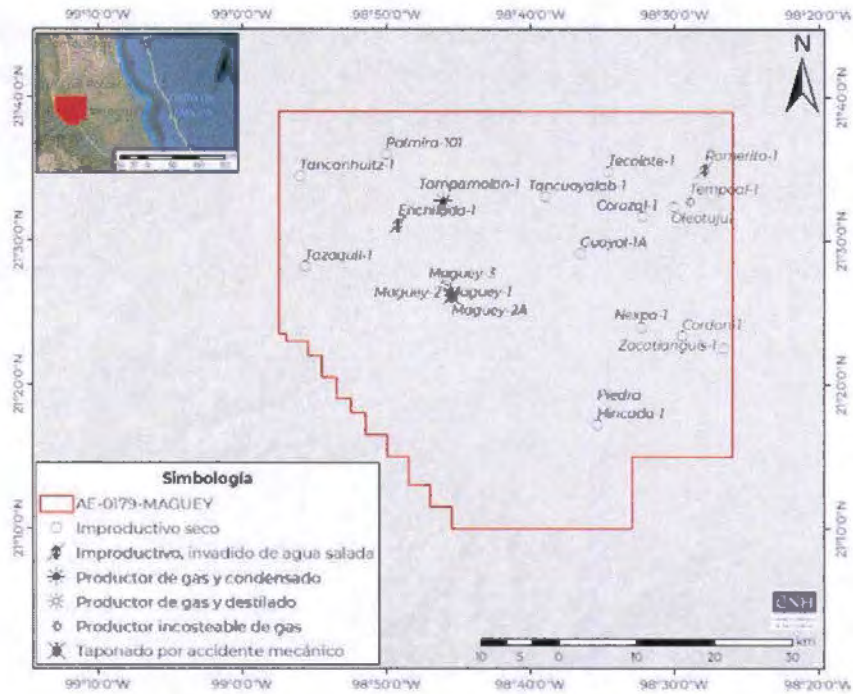


Figura 4. Pozos existentes en el Área de Asignación.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

## IV.2 Plan de Exploración

En relación con la información presentada por el Operador, el objetivo del Plan consiste en la evaluación de los Plays [REDACTED]



[REDACTED] estos últimos únicamente mediante la toma de información que se realice con la perforación del agujero piloto del pozo Sapichu-1EXP) dentro del Área de Asignación, así como la visualización y generación de nuevos prospectos exploratorios y la incorporación de recursos. La estrategia planteada, consiste en ejecutar actividades exploratorias a través de los escenarios operativos (Base e Incremental) a partir de la aprobación del presente y hasta el 28 de febrero de 2024.

En este sentido, se realizó un análisis del conjunto de actividades que integran el Plan (Figura 5) que, en un contexto generalizado, se identificaron y agruparon con el objeto de visualizar y conceptualizar los objetivos y alcances, a fin de verificar la congruencia que guardan en función de la estrategia exploratoria planteada, considerando que se busca fortalecer la cartera de prospectos exploratorios que permitan incorporar recursos de Hidrocarburos dentro del Área de la Asignación.

Las actividades propuestas a ejecutar se muestran en el cronograma de la Figura 5, programadas para el Periodo de Exploración (2022-2024), las cuales se esquematizaron en 3 rubros principales:

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

Plan de Exploración Asignación AE-0179-Maguey		2022												2023												2024											
Actividades Exploratorias		e	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	e	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	e	f	m	a	m	j						
Estudios Exploratorios	Estudios Regionales de Plays	[Redacted]																																			
	Identificación, evaluación y selección de prospectos (1 estudios)													Paxqui-1EXP																							
	VCDSE de pozo (1 estudios)													Paxqui-1EXP																							
	Prueba de prospectos (1 estudio)																									Paxqui-1EXP											
	Identificación, evaluación y selección de prospectos (4 estudios)													Sapichu-1EXP												Jucuyal-1EXP Kakri-1EXP Aksaran-1EXP											
	VCDSE de pozo (4 estudios)													Sapichu-1EXP												Jucuyal-1EXP Kakri-1EXP Aksaran-1EXP											
	Prueba de prospectos (4 estudios)																									Sapichu-1EXP Jucuyal-1EXP Kakri-1EXP Aksaran-1EXP											
Adquisición y Procesamiento de información sísmica	Aquisición 2D													Aksaran Kakri																							
Perforación de prospectos exploratorios	Perforación de 1 prospecto exploratorio													Paxqui-																							
	Perforación de 4 prospectos exploratorios*													Sapichu-1EXP												Ulreyzt-1EXP Kakri-1EXP Aksaran-1EXP											

 Escenario Incremental  
 Escenario Base

\* Se consideran las etapas de movimiento de equipo, perforación y terminación de pozos.

^ El prospecto Sapichu-1EXP, considera la perforación de un agujero piloto hasta atravesar la base del [Redacted] y posterior la realización de un side track para geonavegar en el [Redacted]

Figura 5. Cronograma de actividades del Plan.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

Cabe señalar que de las actividades propuestas por el Operador, como parte del Plan, existen actividades cuya ejecución ha sido materializada y otras iniciaron previo a la emisión del presente Dictamen Técnico, situación que corresponde a la naturaleza técnica de las mismas, propiamente identificadas como actividades necesarias y de gabinete, sin que ello implique la realización física de alguna de ellas.

Por lo anterior, y atendiendo la esquematización del conjunto de actividades que integran el Plan, es necesario precisar que dichas actividades se apegan a una secuencia lógica dentro del proceso exploratorio, dados los antecedentes, las características geológicas prevaletientes y el tipo de Hidrocarburos esperado en el Área de la Asignación, y que las propuestas definidas se sustentan sobre un conjunto de estudios exploratorios, donde se advierte el interés del Operador por dar continuidad, generar mayores elementos técnicos que permitan reducir el grado de incertidumbre y riesgo geológico dentro del área, aunado a la integración y correlación de los resultados que deriven de la eventual perforación de prospectos exploratorios, la adquisición de información sísmica 2D que el Operador planea desarrollar.

Considerando lo enunciado en el apartado *II. Elementos generales del Plan de Exploración*, del presente Dictamen Técnico, a continuación, se detallan los escenarios operativos documentados:

#### **IV.2.1 Actividades Escenario Base**

Para el caso particular del conjunto de actividades documentadas en el Escenario Base, la propuesta definida en el Plan considera la ejecución de cinco (5) estudios exploratorios y la perforación de un (1) prospecto exploratorio con objetivo [REDACTED] (1EXP).

##### **IV.2.1.1 Estudios Exploratorios**

La propuesta para el Escenario Base consiste en el desarrollo de cinco (5) estudios exploratorios, particularmente dos (2) de carácter regional asociados a Plays, uno (1) de identificación, evaluación y selección de prospectos (Paxqui-1EXP), uno (1) VCDSE del prospecto exploratorio Paxqui-1EXP y uno (1) de prueba de prospectos (Paxqui-1EXP).

##### **IV.2.1.2 Pozos**

En el contexto de la perforación del prospecto exploratorio de este Escenario, el Operador planea la perforación del prospecto exploratorio Paxqui-1EXP (Figura 6) en el año 2023, identificado en una trampa de tipo [REDACTED] al norte del Área de la Asignación. Este prospecto será perforado con una [REDACTED] a una profundidad total programada de [REDACTED] con una elevación del terreno de [REDACTED] cuyo objetivo geológico se estableció en el [REDACTED]. El tipo de Hidrocarburos esperados corresponde para ambos objetivos con gas húmedo.

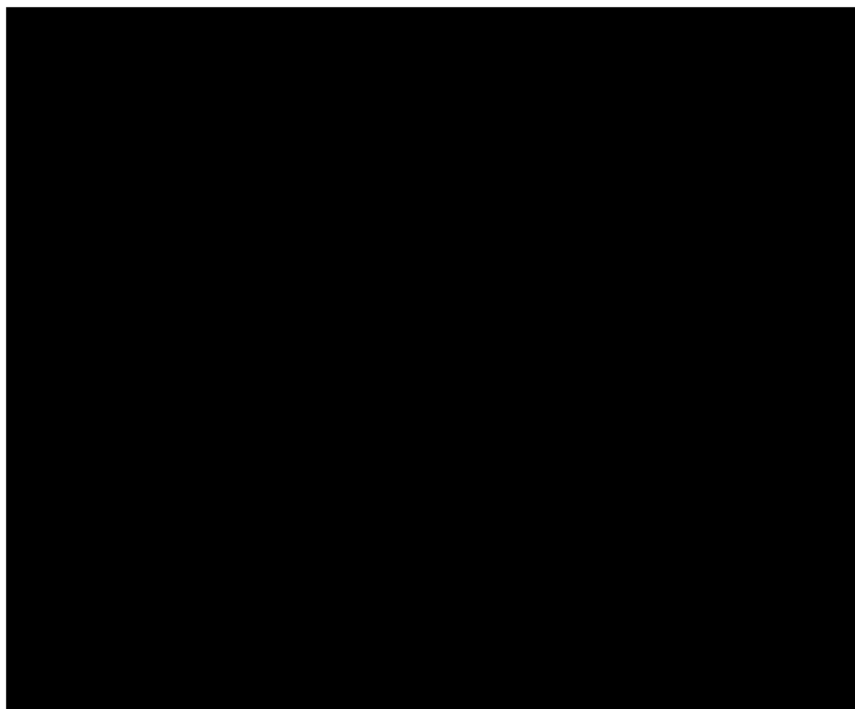


Figura 6. Ubicación del prospecto exploratorio del Escenario Base.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

El programa preliminar de adquisición de información consiste en toma de núcleos convencionales en ambos objetivos, muestras de canal cada 10 m a partir de la etapa intermedia y cada 5 m en los objetivos; registros de Hidrocarburos a partir de los 500 m; registros geofísicos de pozo, convencionales y especiales; análisis PVT (opcional), probador de formaciones (opcional) y pruebas de producción (opcionales), durante las actividades de terminación cuya ejecución no deberá exceder más de 35 días por objetivo de acuerdo a lo que preliminarmente considera el Operador en la Figura 9.

En caso de obtener volúmenes de Hidrocarburos derivados de las pruebas de producción convencionales, éstos deberán ser reportados a la Comisión conforme a lo señalado en el apartado de medición de Hidrocarburos del presente Dictamen Técnico. Asimismo, en caso de que las pruebas de producción se extiendan por tiempos mayores a los descritos en su diseño preliminar, los volúmenes de gas que sean producidos, deberán ser aprovechados por el Operador en los términos de la normativa aplicable.

En caso de que con la perforación y toma de información, se actualice la estructura geológica asociada a este prospecto y exceda los límites del Área de la Asignación, el Operador deberá reunir los elementos suficientes que le permitan inferir la posible existencia de un yacimiento compartido, por lo tanto, deberá atender al procedimiento establecido en el Término y

Condición Noveno del Título de Asignación, así como en el artículo 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

#### **IV.2.2 Actividades Escenario Incremental**

El conjunto de actividades documentadas en el Escenario Incremental contempla la ejecución de hasta doce (12) estudios exploratorios, adicionales a los documentados en el Escenario Base, la adquisición de información sísmica 2D y la perforación de hasta cuatro (4) prospectos exploratorios: Aksanan-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Sapichu-1EXP.

##### **IV.2.2.1 Estudios exploratorios**

Las actividades propuestas a desarrollar en el Escenario Incremental consisten en el posible desarrollo de doce (12) estudios exploratorios, cuatro (4) de identificación, evaluación y selección de prospectos (Aksanan-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Sapichu-1EXP), cuatro (4) VCDSE de los prospectos exploratorios Aksanan-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Sapichu-1EXP y cuatro (4) de prueba de prospectos (Aksanan-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Sapichu-1EXP).

##### **IV.2.2.2 Adquisición, procesamiento y reprocesamiento de información sísmica**

De la revisión a la información presentada, por lo que respecta a las tareas de adquisición y/o procesamiento de información sísmica, el Operador tiene programado llevar a cabo la adquisición de información sísmica 2D (Figura 7) con una longitud aproximada de 99 km dentro del Área de la Asignación. En la siguiente Tabla se muestran las generalidades de estas actividades.

<b>Nombre</b>	<b>Cubrimiento km</b>	<b>Algoritmos y Tipo de procesamiento</b>	<b>Periodo</b>
Kakni 2D	48	PSTM y PSDM	2023
Aksanan 2D	51	PSTM y PSDM	2023

Tabla 6. Adquisición de información sísmica programado en el Escenario Incremental.

(Fuente: Comisión con datos del Operador).





Figura 7. Procesamiento de información sísmica correspondiente al Escenario Incremental.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

Cabe mencionar, que el Operador planea la utilización de algoritmos y diversos tipos de procesamiento que le permitan incrementar la resolución de la imagen sísmica, así como de los objetivos geológicos de interés, con lo que se generarían mayores elementos técnicos para sustentar la perforación de los prospectos exploratorios documentados y avanzar dentro del proceso exploratorio.

No obstante, la Comisión advierte que la adquisición sísmica denominado Kakni 2D, se traslapa aproximadamente un mes con el estudio de identificación, evaluación y selección de prospectos asociado a dicho prospecto, por lo que se recomienda optimizar y en su caso adecuar las actividades asociadas a este prospecto, de manera que se maximice la cadena de valor exploratorio de los Hidrocarburos.

#### **IV.2.2.3 Pozos**

Dentro del Escenario Incremental se planea la perforación de hasta cuatro (4) prospectos exploratorios: Aksanan-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Sapichu-1EXP (Figura 8). En la siguiente Tabla se incluyen las generalidades asociadas a cada prospecto exploratorio documentado.

\*Considera un agujero piloto que perforara y tomara información hasta atravesar la cima de [REDACTED] posterior realizará un [REDACTED]

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

En este sentido, es importante precisar que para el caso particular de la eventual perforación del prospecto exploratorio Kakni-IEXP y del análisis realizado a la información proporcionada, se infiere que la estructura geológica asociada a este prospecto, podría exceder los límites del Área de la Asignación, por lo que en el supuesto del éxito exploratorio y de que el Operador reúna elementos suficientes que le permitan inferir la posible existencia de un yacimiento compartido, deberá atender al procedimiento establecido en el Término y Condición Noveno del Título de Asignación, así como en el artículo 63 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

De manera similar al Escenario Base, el programa preliminar de adquisición de información considera la toma de núcleos convencionales y muestras de canal; registro de Hidrocarburos; registros geofísicos de pozo, convencionales y especiales; análisis PVT (opcional), probador de formaciones (opcional) y pruebas de producción (opcionales), con un período de ejecución durante la terminación de no más de 35 días por objetivo de acuerdo al diseño preliminar que se muestra en la Figura 9.

De manera similar que en el Escenario Base, en caso de obtener volúmenes de Hidrocarburos derivados de las pruebas de producción convencionales, éstos deberán ser reportados a la Comisión conforme a lo señalado en el apartado de medición de Hidrocarburos del presente Dictamen Técnico. Asimismo, en caso de que las pruebas de producción se extiendan por tiempos mayores a los descritos en su diseño preliminar, los volúmenes de gas que sean producidos, deberán ser aprovechados por el Operador en los términos de la normativa aplicable.

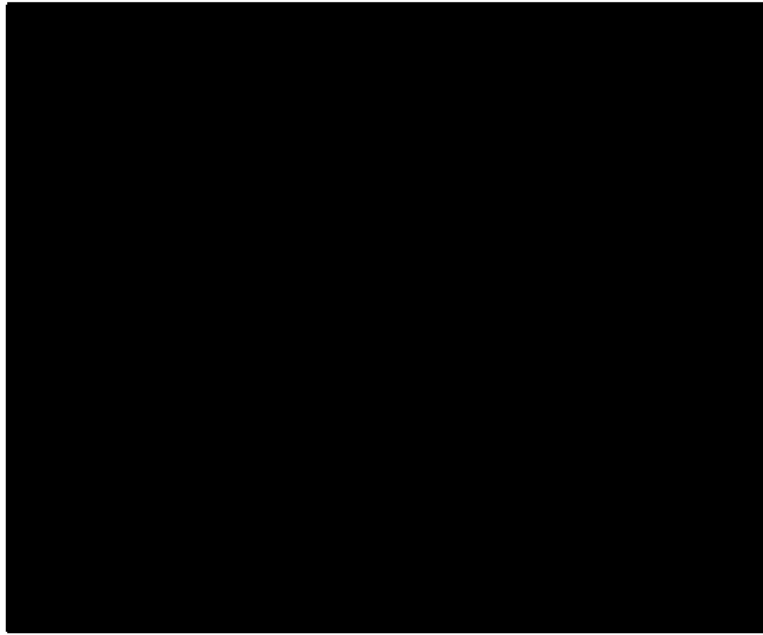


Figura 8. Prospectos exploratorios del Escenario Base e Incremental.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

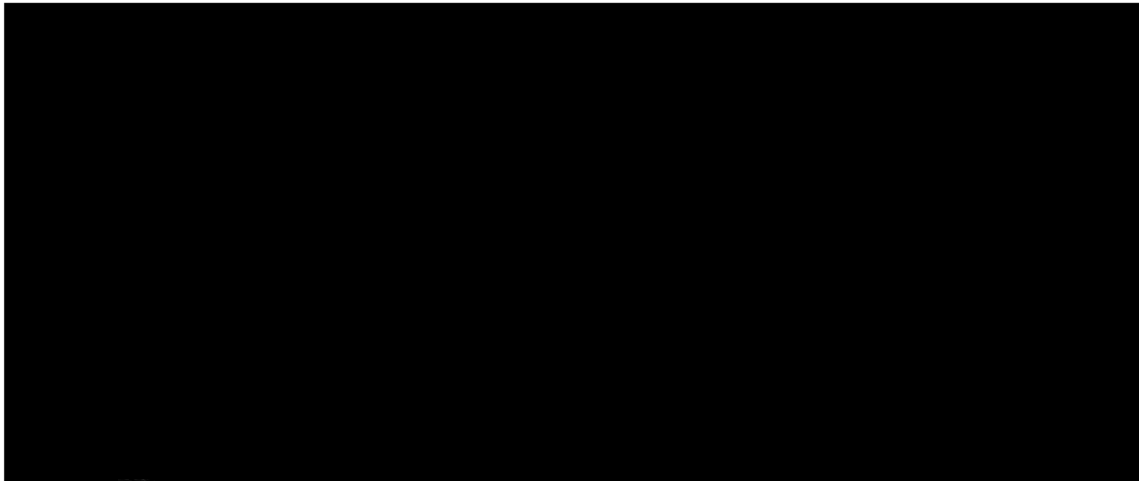


Figura 9. Diseño preliminar tipo de las pruebas de producción  
(Fuente: Operador).

#### **IV.2.2.4 Medición de la producción de Hidrocarburos**

Derivado de la posible producción de Hidrocarburos en superficie con la ejecución de las pruebas de producción, el Operador pone a consideración de esta Comisión el Punto de Medición provisional para Petróleo, 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 contemplados en el Escenario Base e Incremental del Plan de Exploración de la Asignación.

Respecto de la medición de los Hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción convencionales se realizará por medio de separadores portátiles instrumentados con medidores de flujo tipo Turbina (líquidos) y medidores de presión diferencial de tipo Placa de Orificio (gas). una vez separados los líquidos, estos serán enviados a través de una línea de descarga de 3" o hacia presas metálicas para realizar medición estática.

Posteriormente, la producción de cada uno de los pozos se transportará por medio de autotanques hacia la batería de Separación (en adelante, BS) [REDACTED] donde se realizará la medición estática con cinta en el tanque vertical donde se reciba la producción, por último, el Petróleo es bombeado [REDACTED] que cuenta con un Sistema de Medición [REDACTED] como Punto de Medición provisional, ver Figura 10.

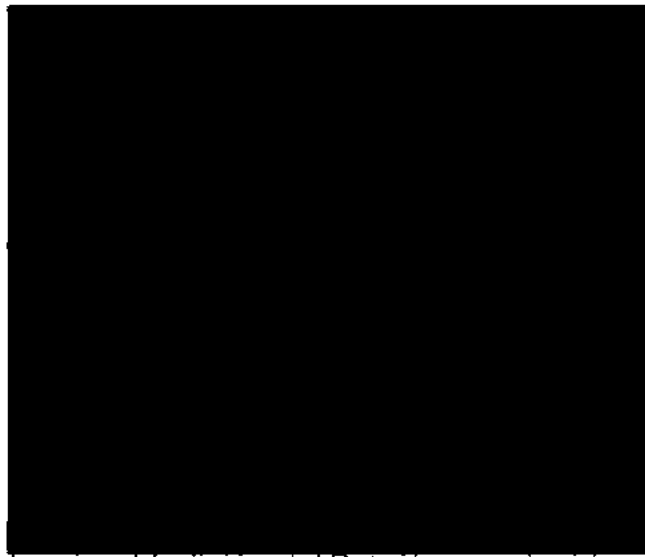


Figura 10. Manejo y Medición del Petróleo producido por los pozos contemplados en el Plan de Asignación. (Fuente: Operador).

Cabe resaltar que, de acuerdo con la información presentada por el Operador dentro de la propuesta del Punto de Medición provisional para Petróleo, 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, o 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, y"**

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

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

**o Punto de Medición provisional para Petróleo**

El Punto de Medición provisional para Petróleo propuesto para el Plan es el siguiente:

- **Batería de** [REDACTED] **Sistema de Medición** [REDACTED] como elemento primario de medición.

**o Ubicación**

El Operador presentó las coordenadas geográficas donde se ubicará el Punto de Medición provisional para Petróleo, el cual se muestra en la siguiente Tabla:



Tabla 8. Coordenadas geográficas del Punto de Medición provisional para Petróleo. (Fuente: Comisión con datos del 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 del Punto de Medición provisional y de conformidad con lo establecido en el artículo 42 BIS, fracción II de los LTMMH, donde se establece que la propuesta deberá de contener entre otras cosas, el Responsable Oficial de Medición, el Operador entregó la

información de los datos generales del Responsable Oficial y el oficio de designación correspondiente, conforme a lo estipulado en los artículos 9 y 42 inciso XIV de los LTMMH, mediante el cual se designa al Administrador del Activo de [REDACTED] como el Responsable Oficial de la medición, es importante señalar que los datos del Responsable Oficial fueron entregados a esta Comisión y se encuentran bajo resguardo de la misma; aunado a ello, se acredita que el Responsable Oficial está facultado de conformidad con lo establecido en el artículo 9 y cuenta con las competencias técnicas acordes con la propuesta del Punto de Medición provisional para Petróleo contenido en el Plan de la Asignación.

**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 Operador presenta como parte de la Solicitud de aprobación al Plan asociado a la Asignación, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, la propuesta del Punto de Medición provisional de Petróleo, determinación y asignación de la producción, así como la determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos provenientes de las pruebas de producción convencional del Pozo Paxqui-1EXP para el Escenario Base, así como de los prospectos Aksanan-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Sapichu-1EXP pertenecientes al Escenario Incremental.

El manejo y medición de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en la Asignación ingresarán a un separador trifásico convencional en el cual se separará la mezcla en aceite, agua y gas. La corriente líquida se cuantificará en tanques de almacenamiento o con medidores tipo turbina y el gas será enviado a destrucción controlada previa a medición con un medidor de tipo placa de orificio. Posteriormente, los Hidrocarburos líquidos almacenados en los tanques de almacenamiento serán enviados mediante Unidades de Presión y Vacío (en adelante, UPV) hacia la Batería de Separación [REDACTED]

El Operador propone para la medición de los Hidrocarburos producidos en la Asignación, el "Procedimiento de medición volumétrica del Hidrocarburo líquido en los sistemas de medición de tipo operacional, referencial y fiscal", el cual considera la cuantificación del Hidrocarburo líquido con las mediciones en el Punto de Medición provisional de Petróleo [REDACTED] de referencia [REDACTED] y operacional (a boca de pozo). Por su parte, la producción gaseosa será medida únicamente de manera operacional con medidor tipo placa de orificio (boca de pozo).

Con relación a la medición del agua, el volumen bruto recuperado de las pruebas de producción será transportada hacia la [REDACTED] para almacenarse en tanques donde se realizará la medición de niveles utilizando como instrumento de medición la cinta metálica métrica. Posteriormente, el volumen de agua congénita es enviado hacia tanques de almacenamiento de agua para después inyectarla al pozo de captación [REDACTED]

Asimismo, el Operador presenta el "Procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del Hidrocarburo líquido en los sistemas de medición de tipo operacional, referencia y fiscal", en el cual la asignación de la producción de Hidrocarburos líquidos se sustenta en las mediciones de tipo operacional, referencia y Punto de Medición provisional considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo con su incertidumbre de medida asociada. Es importante señalar que en la [REDACTED] confluye la producción de varias Asignaciones, por lo cual el Operador considera la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de Hidrocarburos en numerosas partes, para la Asignación de los volúmenes de Hidrocarburos líquidos pertenecientes a la Asignación.

Respecto al balance de gas, el Operador documenta que la totalidad del gas producido será enviado a destrucción controlada. De lo cual esta Comisión advierte que, en caso de que las pruebas de producción se extiendan por tiempos mayores a los descritos en su diseño preliminar, los volúmenes de gas que sean producidos deberán ser aprovechados por el Operador en los términos de la normativa aplicable.

Con relación a la calidad de los Hidrocarburos, el Operador menciona que la frecuencia para determinar la calidad durante la evaluación de los pozos exploratorios será de dos muestras tanto para los hidrocarburos líquidos como los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos se encontrará en el equipo de medición instalado en sitio.

Por lo anterior, el Área de Producción y Balances revisó y analizó la información entregada por el Operador 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.

## **Programa de Diagnósticos**

Con base en lo solicitado por el Artículo 36 de los LTMMH, el Asignatario no presenta un Programa de diagnósticos asociado a los Puntos de Medición provisional para Petróleo derivado de la modificación del Plan de Exploración de la Asignación AE-0142-3M-Comacalco.

## **Comercialización de la producción de Hidrocarburos**

En la información presentada por el Operador con relación al Plan de la Asignación, se visualiza que, durante las Pruebas de Producción, el aceite ligero producido, se almacenará y transportará en unidades de presión y vacío para su comercialización en la [REDACTED]

## **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 Provisional mediante el Oficio 250.1482/2022 de fecha 10 de noviembre del 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-180 de fecha 11 de noviembre del 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición Provisional, presentados como parte del Plan de Exploración con respeto de la Asignación "...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.
- 5) Dado que en el Punto de Medición provisional propuesto convergerán distintas corrientes de Hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

### **Obligaciones del Operador:**

1. En caso, que considere proponer un nuevo Punto de Medición provisional con respecto al Plan de la Asignación deberá considerar lo establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, y en su caso, si el Operador considera realizar una modificación al Punto de Medición provisional objeto del presente Dictamen Técnico, éste deberá considerar lo establecido en el artículo 42 Quater de los LTMMH, de conformidad con lo establecido en estos, la propuesta de un Punto de Medición provisional no puede aprobarse mediante un aviso.
2. El Operador deberá dar cumplimiento a los plazos y actividades plasmadas en el Plan que fue evaluado por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen Técnico.
3. El Operador 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.
4. El Operador deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo 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, inciso b de los LTMMH.
5. El Operador deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre los programas, procedimientos,

presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición provisional.

6. El Operador 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 LTMMH.
7. El Operador deberá presentar la información del balance y producción en los formatos definidos por la Comisión en el Anexo I de los LTMMH firmados y validados por el Responsable Oficial.
8. El Operador deberá actualizar los Procedimientos de Medición Volumétrica y Determinación de la Participación Volumétrica para los Hidrocarburos líquidos, los cuales deberán ser acordes a la filosofía de operación manifestada en las aclaraciones adicionales emitidas en el Plan de Exploración de la Asignación.
9. El Operador deberá remitir a esta Comisión el resultado de la prueba de producción del Pozo Paxqui-1EXP para el escenario base, así como de los prospectos Aksanan-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Sapichu-1EXP pertenecientes al Escenario Incremental, conforme al artículo 42 Quintus de los LTMMH.

### Conclusiones:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Operador, respecto a la propuesta del Punto de Medición provisional para Petróleo a producir durante el periodo de ejecución de las pruebas de producción convencionales de los Pozos Paxqui-1EXP, Aksanan-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Sapichu-1EXP contemplados en el Plan de la Asignación, el **Sistema de Medición que se ubica en la BS Álamo con la identificación FE-302 con medidor másico de tipo Coriolis**, la DGMCP 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 convencionales, propuestas dentro del Plan de la Asignación y será solo aplicable durante la vigencia de las pruebas de producción convencionales.

### IV.3 Compromiso Mínimo de Trabajo

El CMT establecido en el Título de Asignación, consiste en la perforación y terminación de un pozo exploratorio durante el Periodo Inicial de Exploración. En este sentido, el Plan considera la perforación y terminación de un prospecto en el Escenario Base y hasta cuatro prospectos para el Escenario Incremental, por lo cual se advierte que daría cumplimiento al CMT.

### IV.4 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles recursos a incorporar

De la información que sustenta el Plan, el Operador señala una estimación preliminar de recursos prospectivos con riesgo de [REDACTED] asociados a un (1) prospecto exploratorio: Paxqui-1EXP, considerado en el Escenario Base; y cuatro prospectos del Escenario Incremental (Aksanan-1EXP, Lhkuyat-1EXP, Kakni-1EXP y Sapichu-1EXP). La Tabla 9, muestra las metas volumétricas propuestas por el Operador, asociadas a los prospectos exploratorios incluidos en ambos escenarios operativos.

Metas volumétricas				
Prospecto exploratorio	Objetivo	Recurso prospectivo a la media sin riesgo (MMbpce)	Probabilidad geológica (Pg %)	Posible incorporación de recursos (MMbpce)
Paxqui-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Aksanan-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Lhkuyat-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Kakni-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
Sapichu-1EXP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

\*El prospecto Sapichu solo considera recursos para el nivel [REDACTED] sin embargo, explorará con el agujero piloto los niveles [REDACTED] y [REDACTED] en los que tomará información, para los cuales no compromete recursos prospectivos.

Tabla 9. Metas volumétricas establecidas por el Operador.  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

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

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

#### **IV.5 Análisis Económico**

La evaluación del Plan considera un análisis del Programa de Inversiones.

Lo anterior, con base en lo establecido los artículos 39 y 40 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 el Plan, el Operador propone la realización de cinco estudios geológicos, y la perforación de un pozo en el Escenario Base, y doce estudios geológicos, adquisición sísmica 2D y la perforación de hasta cuatro pozos adicionales en el Escenario Incremental; lo anterior, con un costo total estimado de [REDACTED] millones de dólares, respectivamente para cada Escenario, presentados en el Programa de Inversiones y desglosados como se presenta a continuación.

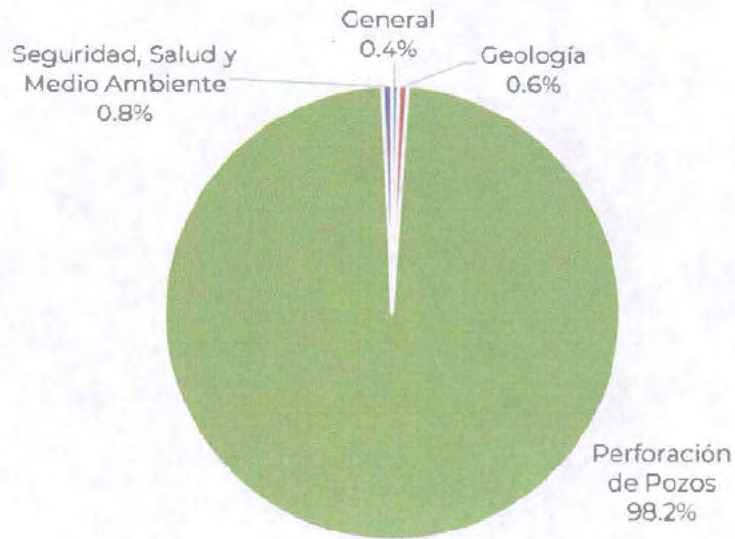


Figura 11. Distribución de la inversión Programa de Inversiones – Escenario Base  
 [Redacted] (Monto en dólares de Estados Unidos)  
 (Fuente: Comisión con datos del Operador).

Sub-actividad	[Redacted]
General	[Redacted]
Geología	[Redacted]
Perforación de Pozos	[Redacted]
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	[Redacted]
Total general	[Redacted]

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

Tabla 10. Sub-actividades, Programa de Inversiones – Escenario Base  
 (Montos en millones de dólares de Estados Unidos).  
 (Fuente: Comisión con datos del Operador).



01

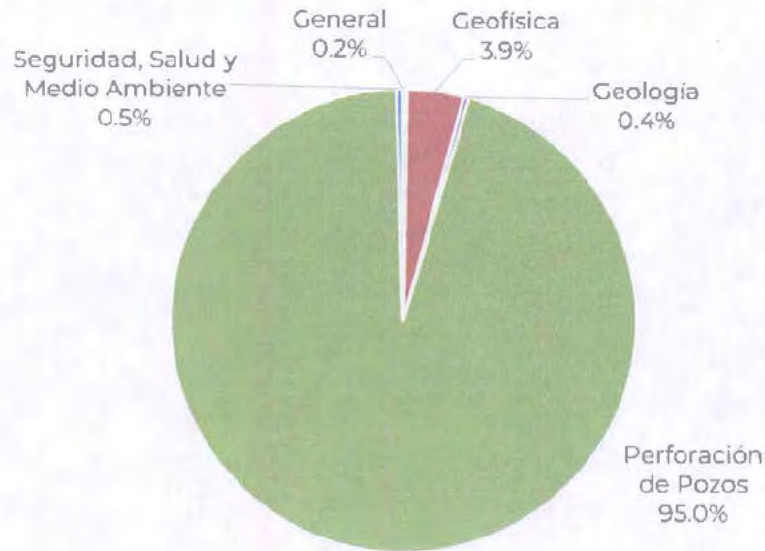


Figura 12. Distribución de la inversión Programa de Inversiones – Escenario Base + Incremental [Redacted] (Monto en dólares de Estados Unidos).  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

<b>Sub-actividad</b>	[Redacted]
<b>General</b>	[Redacted]
<b>Geofísica</b>	[Redacted]
<b>Geología</b>	[Redacted]
<b>Perforación de Pozos</b>	[Redacted]
<b>Seguridad, Salud y Medio Ambiente</b>	[Redacted]
<b>Total general</b>	[Redacted]

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

Tabla 11. Sub-actividades, Programa de Inversiones – Escenario Base + Incremental.

(Montos en millones de dólares de Estados Unidos).  
(Fuente: Comisión con datos del Operador).

De la información anterior, se observa que el Programa de Inversiones presentado detalla los costos asociados a las actividades analizadas a ejecutarse de acuerdo con la presentado en el Plan, además de que fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la*

*actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.*

### **Resultado de la Evaluación**

De la revisión a la información presentada por el Operador, se observa que el Programa de Inversiones, es consistente con la información de las actividades presentadas como parte de la Solicitud de aprobación del Plan y fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015, y sus respectivas modificaciones.

Respecto al costo de perforación del pozo Sapichu-1EXP presentado por el Operador, en la Figura 13 se muestra un comparativo tomando como referencia el costo comparable de una base de costos internacional, considerando los costos regionales, y respecto al costo por metro desarrollado para pozos exploratorios propuestos en los Programas de las Asignaciones de la misma región, aprobados por la Comisión.



Figura 13. Comparativo de los costos de perforación del pozo Sapichu-1EXP, asociados al Plan de Exploración.

*(Fuente: Comisión con datos del Operador).*

Se destaca que, derivado de una revisión de los costos presentados por el Operador como parte del Programa de Inversiones, se identifica que los montos asociados a la perforación del pozo Sapichu-TEXP, considerando el pozo piloto y la trayectoria horizontal, se encuentran por encima del rango de precios de mercado de la base internacional de costos. No obstante, estos se sitúan dentro de las referencias regionales considerando los proyectos del Asignatario aprobados por esta Comisión. Lo anterior, basado en referencias regionales, correspondientes a la Sub-actividad de Perforación de Pozos, respecto a las Tareas: Servicios de perforación de Pozos y Terminación de Pozos.

En ese sentido, se exhorta al Operador llevar a cabo una estricta revisión de los procesos de procura relativos a las actividades de Exploración, con la finalidad de garantizar que la contratación de servicios se lleve a cabo bajo las mejores condiciones posibles para el Estado Mexicano. Asimismo, se sugiere que el Operador lleve a cabo un análisis consciente sobre la programación de los equipos de perforación, y demás equipos, así como de los materiales que sean necesarios para la ejecución de las actividades, con la finalidad de buscar posibles eficiencias en costos y garantizar la solvencia económica de las mismas.

#### **IV.6 Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y Sistema de Administración**

Mediante oficio 240.1902/2022 del 24 de noviembre de 2022 la Comisión solicitó a la Secretaría emitir Opinión respecto al cumplimiento del Programa de Contenido Nacional asociado al Plan.

Al respecto esta Comisión aún no cuenta con la opinión que al efecto corresponde emitir en el ámbito de sus atribuciones a la Secretaría de dicho Programa, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado el programa y formará parte del Plan.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos; 20 fracción I de los Lineamientos, así como el Anexo 4 del Título de Asignación, y tomando en consideración la competencia de la Secretaría en materia de Contenido Nacional.

Por otra parte, esta Comisión deja de manifiesto que en el supuesto de que la Secretaría emita una opinión en sentido no favorable de dicho programa, el Operador estará obligado a presentar una modificación al



Plan, ello a efecto de que pueda dar cumplimiento a las obligaciones en materia de Contenido Nacional.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Plan, sin perjuicio de la obligación del Operador de contar con los permisos y autorizaciones correspondientes en las materias reguladas por aquellas autoridades que, en el ámbito de sus atribuciones, resulten aplicables, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión, de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

En relación con el Sistema de Administración, es de señalar que la información del Plan fue remitida a la ASEA mediante oficio 240.1903/2022 de fecha 24 de noviembre de 2022, a efecto de que sea considerada en los trámites o autorizaciones que al efecto el Operador tenga iniciado ante dicha autoridad.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de julio de 2017, la Agencia otorgó al Operador el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/A10417.

Aunado a lo anterior, y para efectos de que las actividades planteadas por el Operador en el Plan sean amparadas en la autorización de referencia, el Operador deberá cumplir con el Resolutivo Tercero del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de julio de 2017, es decir, presentar ante la Agencia la aprobación que en su momento le otorgue la Comisión.

En tal sentido, es jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de la Comisión se pronuncie respecto de la Solicitud de aprobación del Plan, materia de la presente Resolución, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

#### **IV.7 Programa de Trabajo y Presupuesto**

De la información proporcionada y de manera conjunta al Plan, el Operador presentó el Programa de Trabajo y Presupuesto 2023 correspondiente, por lo que de conformidad con el artículo 27 de los Lineamientos, su entrega es únicamente indicativa, es decir, de carácter informativo y por lo tanto se toma conocimiento de su presentación.

Asimismo, se le recuerda al Operador que la Comisión revisará el cumplimiento de la ejecución de las actividades relacionadas con el Plan tal y como se establece en el artículo 103, fracción II, apartado A de los Lineamientos, ello como parte de los indicadores de evaluación del cumplimiento de los planes.

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

### **V.1 Cumplimiento de los criterios de Evaluación**

Como resultado de la revisión y análisis realizado a la información presentada por el Operador en los apartados que anteceden, se advierte que mediante la ejecución de la totalidad del conjunto de actividades que serían desarrolladas, el Operador estaría en posibilidades de generar, consolidar y madurar el entendimiento y conocimiento del subsuelo.

Aún y cuando existen pozos exploratorios perforados dentro del Área de Asignación, se evidencia la necesidad de continuar con la Exploración, dados los resultados que se tienen de los pozos exploratorios perforados, mediante la ejecución de actividades exploratorias que permitan robustecer el marco geológico-estructural, derivado de las características geológicas prevaleciente, así como el contexto petrofísico a nivel local.

En este sentido, se concluye que las actividades exploratorias programadas para su ejecución y considerando los antecedentes exploratorios del Área de Asignación que se han desarrollado como parte del avance de la Exploración, corresponden con actividades propias de una etapa exploratoria, cuyos objetivos y alcances se enfocan en comprobar el funcionamiento del sistema petrolero en los *Plays* de interés.

Adicionalmente, se pone de manifiesto una exploración eficiente en términos de la estrategia exploratoria, acorde con los objetivos planteados, ya que su ejecución permitirá acelerar las etapas del proceso exploratorio, dando al Operador mayores elementos técnicos que permitan sustentar una etapa de Incorporación de Reservas, generando así, beneficios para el Estado.

### V.1.1 Cumplimiento del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos 39 y 40 de los Lineamientos

- **Observancia de las Mejores Prácticas.** Respecto al conjunto de actividades que integran el Plan en comento, la Comisión advierte que la secuencia operativa a ejecutar se apega con las Mejores Prácticas utilizadas en el contexto internacional para la Evaluación del Potencial Petrolero y propiamente a una posible etapa de incorporación de recursos, toda vez que considerando el estado actual de la Exploración dentro del Área de Asignación, se contempla una secuencia lógica de estudios exploratorios a nivel regional y particularmente a nivel local, además de la adquisición y procesamiento de información sísmica 2D, a partir de los cuales se generará información más sólida del subsuelo que permitirá dar un soporte técnico más robusto para la identificación y eventual perforación de los prospectos exploratorios documentados. Esto con el objetivo de evaluar el potencial petrolero en toda el Área de Asignación y corroborar la existencia de Hidrocarburos en los niveles estratigráficos de interés.

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

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

- **Incorporación de Reservas.** De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos y riesgo geológico presentados por el Operador en el Plan, la Comisión identifica una posible incorporación de recursos en el orden de [REDACTED] asociado a la perforación de un (1) prospecto exploratorio en el Escenario Base, mientras que para el Escenario Incremental se considera [REDACTED] asociado a la perforación de hasta cuatro (4) prospectos exploratorios, lo cual es acorde a lo establecido en los artículos 39 y 40 fracción II de los Lineamientos, ya que el Plan contempla la realización de actividades encaminadas a la realización de actividades propias de adquisición y procesamiento de información sísmica 2D estudios exploratorios asociados a prospectos exploratorios, así como la perforación de estos últimos, con lo que se advierte un menor riesgo geológico. En este sentido, en el supuesto del éxito exploratorio y de probar la existencia de Hidrocarburos en los niveles estratigráficos de interés podría precisar el volumen de dichos recursos a incorporar, y efectuar una estimación más certera del potencial de Hidrocarburos dentro del Área de la Asignación, y con esto, en el corto plazo, disponer de los elementos técnicos para sustentar un Programa de Evaluación.

- **Caracterización y Delimitación del área.** Al respecto, y tomando en consideración los antecedentes exploratorios y las actividades realizadas, la delimitación asociada a un Descubrimiento, no es técnicamente aplicable para la etapa exploratoria en la que actualmente se encuentra el Área de la Asignación, ya que existe un alto grado de riesgo exploratorio e incertidumbre geológica, sin embargo, la propuesta y posible ejecución del conjunto de actividades documentadas en el Plan, permitirá correlacionar, caracterizar y actualizar los modelos geológicos-petrofísicos para un mayor entendimiento de las características propias del Área de Asignación, así mismo contribuirán en gran medida en la generación de nueva información que permita una evaluación del potencial petrolero con mayor grado de certeza, la posible identificación de zonas potenciales que pudieran almacenar Hidrocarburos, y en el supuesto del éxito exploratorio, visualizar y conceptualizar una futura etapa de evaluación.

En este sentido y ante un eventual Descubrimiento, el Operador deberá de notificarlo a la Comisión y considerar actividades propias que le permitan evaluar, delimitar y caracterizar el yacimiento, a través de un Programa de Evaluación. Por lo anterior, la delimitación asociada a un Descubrimiento no se contempla en el presente Plan, por lo que se advierte que no hay materia para la evaluación de la delimitación del Área de Asignación en el Plan en comento al que refiere el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, puesto que dicha fracción enmarca la totalidad de la cadena de valor del proceso exploratorio.

Aunado a lo anterior, en términos del artículo 40 de los Lineamientos, la Comisión advierte que el Plan presentado por el Operador es congruente con las obligaciones contenidas en el Título de Asignación.

### **V.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.** Considerando la secuencia operativa que el Operador implementará para la ejecución del conjunto de actividades propuestas, resulta necesario precisar que el desarrollo de cada una de las actividades exploratorias que fueron documentadas, aportarán elementos sustanciales y un soporte técnico consolidado para su posterior análisis e integración, dando pauta a la actualización y generación de un modelo más representativo del subsuelo desde un contexto estructural, geológico y petrofísico, aunado a una estimación volumétrica más precisa, que permitan evaluar los principales elementos de riesgo e incertidumbre geológica.

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

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

- **Tecnología a utilizar.** La Comisión concluye que, en los estudios a ejecutar resalta la aplicación de la secuencia y flujo de trabajo de la adquisición y procesamiento de información sísmica 2D, ya que su ejecución permitirá incrementar la resolución del dato sísmico y con esto generar imágenes sísmicas más representativas a escala de profundidad, además, de la aplicación de tecnologías adecuadas, con la finalidad de evaluar las formaciones ya mencionadas, por lo que el Operador podrá obtener la información necesaria para una oportuna toma de decisiones. Adicionalmente, la tecnología por utilizar se relaciona con los registros geofísicos de pozo, las técnicas de análisis a efectuar en los núcleos, análisis PVT, pruebas de producción, entre otras.

En este contexto y dada la geología prevaleciente en el Área de Asignación, se advierte que se aplicarán flujos de trabajo, algoritmos y la toma de información, los cuales han demostrado ser de mayor aplicación y de vanguardia en el contexto internacional, cuyos procesos permitirán incrementar y mejorar la resolución sísmica, con posibilidades de identificar el contexto estructural en los distintos niveles estratigráficos de interés, y a su vez lograr la optimización de recursos y obtener información valiosa de la columna estratigráfica. Por lo anterior, se refleja que las tecnologías son las adecuadas, ya que están en función de los objetivos planteados en el Plan y son acordes a las Mejores Prácticas de la Industria.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración.** Con base en la información que integra el Plan, la Comisión concluye que el Operador llevaría a cabo un proceso exploratorio eficiente, acorde con la naturaleza geológica dentro del Área de la Asignación, mediante el desarrollo de estudios exploratorios, adquisición y procesamiento de información sísmica 2D 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.

## VI. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido **favorable** la Solicitud de aprobación del Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración, presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente al Título de la Asignación AE-0179-Maguey, respecto a las actividades propuestas, 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.

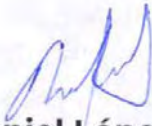
Lo anterior, toda vez que, de acuerdo con el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la LORCME y 39 fracciones I y II y 40, fracciones I y II de los Lineamientos. Estas actividades permitirán generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico de la Asignación.

Asimismo, en atención a lo dispuesto en el artículo 39, segundo párrafo de los Lineamientos, una vez que el Operador cuente con los elementos técnicos derivados de la información obtenida durante la ejecución de las Actividades Petroleras que le permitan definir la ejecución del Escenario Incremental al amparo del Plan de Exploración aprobado por esta Comisión; deberá hacerlo del conocimiento de este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética.

Sin perjuicio de lo anterior, se recomienda al Operador que, en la medida de lo posible, acelere las actividades programadas en el Plan, a fin de alcanzar el objetivo general antes de lo previsto y estar en condiciones de avanzar en la cadena de valor del proceso exploratorio en el menor tiempo posible. Lo anterior, en relación con lo establecido en la fracción I, artículo 39, de la LORCME. Adicionalmente, y en congruencia con la información que soportó el otorgamiento de la Asignación, se recomienda al Operador tome las consideraciones necesarias para la evaluación del potencial petrolero en *Plays* no convencionales, lo anterior, derivado que a partir de la información obtenida del conjunto de actividades documentadas atravesará las formaciones asociadas a este tipo de *Plays*.

Finalmente, el presente Dictamen Técnico considera la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional para la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en Ley de Hidrocarburos, así como en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

**Elaboró**



**M.I. Daniel López Aguirre**  
Director de Área

**Validó**



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

**Autorizó**



**Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez**  
SPA del Titular de la Unidad Técnica  
de Exploración y su Supervisión