



**Dictamen Técnico**

**Plan de Exploración**

**Contrato: CNH-M5-MIQUETLA/2018**

**Operador: OPERADORA DE CAMPOS DWF, S.A. DE C.V.**

**Noviembre 2019**



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "S. H.", is written over the bottom right corner of the page.

## Contenido

I.	Identificación del operador petrolero y del área de asignación.....	3
I.1.	Datos del Contratista .....	3
I.2.	Datos del Contrato.....	3
II.	Elementos generales del plan de exploración.....	5
III.	Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación del Plan.....	5
IV.	Criterios de evaluación aplicables para la emisión del Dictamen Técnico.....	6
IV.1.	Antecedentes Exploratorios .....	7
IV.2.	Plan de Exploración .....	8
IV.2.1	Procesamiento de información geofísica .....	9
IV.2.2	Estudios exploratorios .....	11
IV.2.3	Perforación de pozos exploratorios .....	12
IV.2.4	Manejo de Hidrocarburos producidos.....	14
IV.3	Programa Mínimo de Trabajo (PMT) .....	17
IV.4	Recursos Prospectivos a evaluar y posibles reservas a incorporar ..	18
IV.5	Análisis de inversiones.....	18
IV.6	Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional y Sistema de Administración.....	20
IV.7	Programa de Trabajo y Presupuesto .....	21
V.	Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación.....	21
V.1	Cumplimiento de los criterios de evaluación .....	22
V.1.1	Cumplimiento del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos y 74 de los Lineamientos.....	22
V.1.2	Cumplimiento del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.....	24
VI.	SENTIDO DEL DICTAMEN TECNICO.....	25



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

El presente dictamen se refiere al Plan de Exploración (en adelante, Plan) del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia en zonas terrestres convencionales y no convencionales CNH-M5-MIQUETLA/2018 (en adelante, Contrato) sometido para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) el 16 de agosto de 2019 por Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. en cumplimiento a la Cláusula 4.2 del Contrato, y con base en lo señalado en 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 el 12 de abril de 2019.

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

El Contratista es el consorcio conformado por Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos con personalidad jurídica propia de conformidad con las leyes de México; y Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V., sociedad mercantil con personalidad jurídica de conformidad con las leyes mexicanas.

La empresa Operadora de Campos DWF, S.A. de C.V. (en adelante, Operador) fue designada como Operador del Contrato, de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato.

### **I.2. DATOS DEL CONTRATO**

El Contrato fue suscrito el 21 de noviembre de 2018 (en adelante, Fecha Efectiva). La vigencia del Contrato es de 30 años a partir de la Fecha Efectiva, sin detrimento de las prórrogas a la vigencia que puedan ser solicitadas en términos de la Cláusula 3.2 del Contrato, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que, por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de la vigencia del Contrato, incluyendo, sin limitar, las relativas al Abandono y a la indemnización, de conformidad a la Cláusula 3.1 del citado Contrato.

El Periodo Inicial de Exploración tendrá una duración de hasta 3 Años a partir de la aprobación del Plan de Exploración, conforme la Cláusula 4.3, durante el cual el Operador estará obligado a concluir cuando menos, el Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT). Las unidades de Trabajo comprometidas son 11,209 Unidades de Trabajo (en adelante, UT)

establecidas como PMT. Lo anterior en cumplimiento a la Cláusula 4.2 y Anexo 5 del Contrato.

El área asociada al Contrato (en adelante, Área Contractual) se localiza a 39 km al Noroeste de la ciudad de Poza Rica, Veracruz, en la provincia petrolera Cuenca Tampico-Misantla. Cubre una superficie de 139.668 km<sup>2</sup> (Figura 1) distribuida entre los estados de Veracruz y Puebla. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 1. Las actividades amparadas en el Contrato pueden realizarse en todas las formaciones geológicas, es decir, no presenta restricción de profundidad.

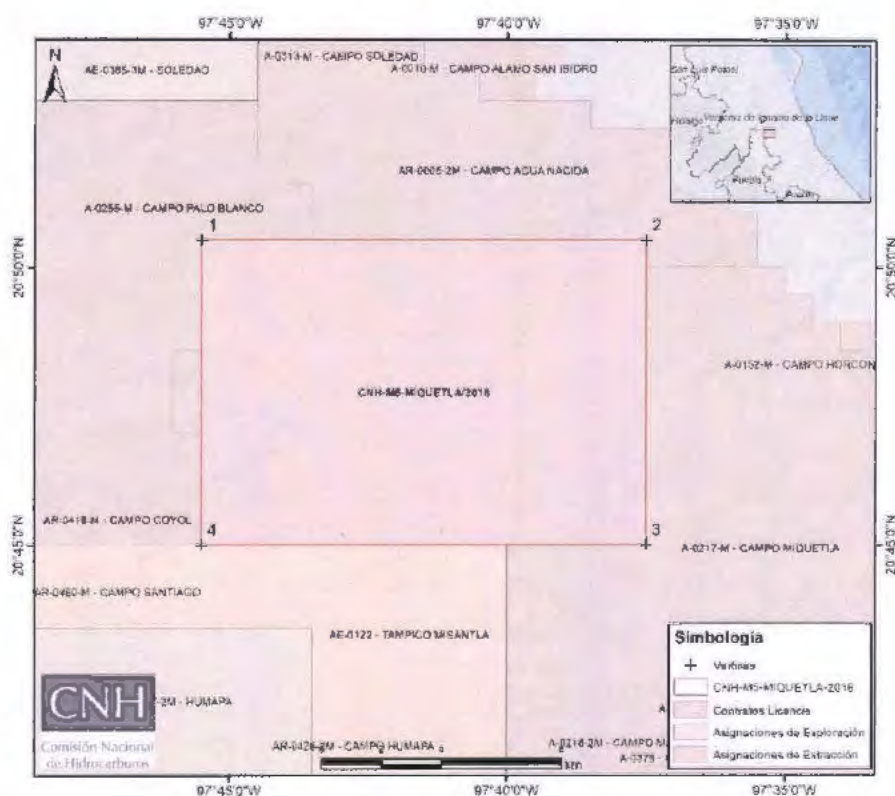


Figura 1. Polígono del Área Contractual.  
(Fuente: Comisión con información del Contrato)

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97° 45' 30"	20° 45' 00"
2	97° 45' 30"	20° 50' 30"
3	97° 37' 30"	20° 50' 30"
4	97° 37' 30"	20° 45' 00"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual definidas en el Contrato.  
(Fuente: Comisión con información del Contrato)

## II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN.

De acuerdo con lo establecido en el Título II Capítulo I de los Lineamientos, el Operador presentó para aprobación de la Comisión el Plan de Exploración que tiene como objetivo la incorporación de recursos de aceite y gas en plays no convencionales mediante estudios exploratorios y la perforación de 1 pozo horizontal.

El objetivo del Plan es capturar el valor de los estudios exploratorios e información de pozos que alcanzaron la Formación [REDACTED] 1 [REDACTED], que han permitido identificar y caracterizar la distribución de los principales indicadores del potencial de hidrocarburos en plays no convencionales.

En este sentido, la estrategia exploratoria se basa en perforar un pozo [REDACTED] al pozo [REDACTED] el cual atravesó la [REDACTED], cuenta con 2 información de registros geofísicos de buena calidad, geográficamente se encuentra en la zona donde la probabilidad de encontrar los mejores parámetros asociados a plays no convencionales es mayor (conocido como *Sweet Spot*) y cuenta con camino de acceso y pera de perforación que pueden ser rehabilitados.

En consideración de lo anterior, el Operador propone un Plan de Exploración que consta de 3 etapas principales: (i) estudios técnicos y preparativos para la perforación de un pozo, (ii) perforación y terminación de un pozo horizontal, y (iii) estudios posteriores a la perforación de pozo.

## III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DEL PLAN

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Plan, involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE) y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica, (en adelante, DGPEE), ambas de la Comisión.

Además, la Secretaría de Economía llevó a cabo la evaluación del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional y del programa de capacitación y transferencia de tecnología, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Plan presentado por el Operador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.006/2019 de la DGDE de la Comisión.

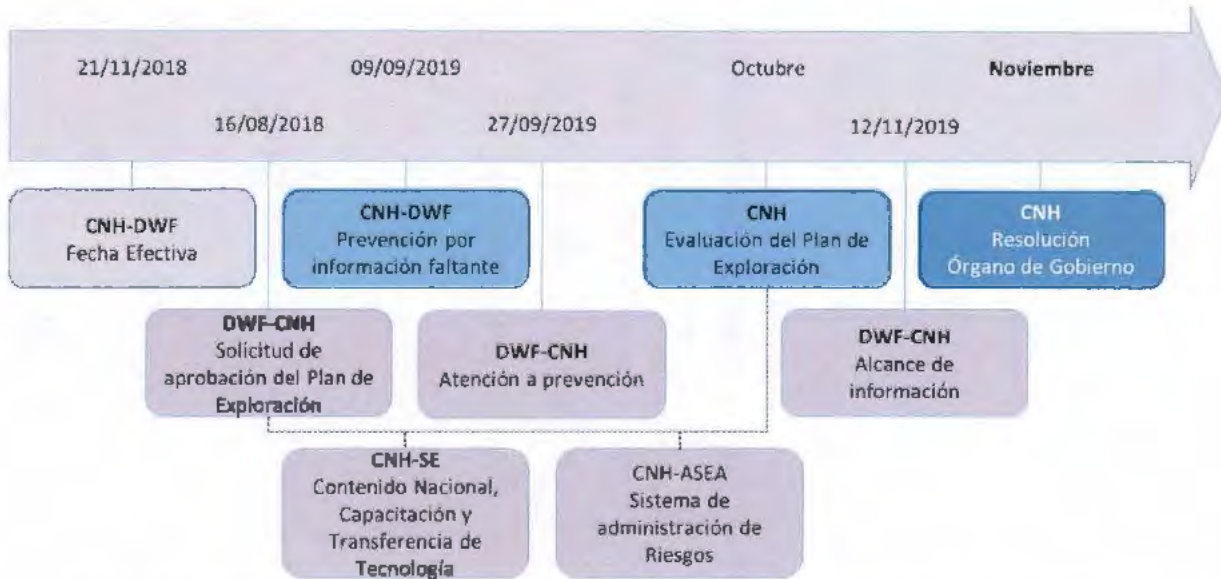


Figura 2. Proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución del Plan de Exploración.  
(Fuente: Comisión)

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

Se verificó que las actividades propuestas por el Operador cumplan 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, la incorporación de reservas y la delimitación del área sujeta al Contrato.

La Comisión 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, los artículos 18, 19, 73, 74, fracciones I y II y Anexo IV de los Lineamientos para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos al Plan, considerando también las características geológico petroleras del Área Contractual, así como el grado de avance de las actividades de Exploración necesarias y esperadas en la misma.

## IV.1. ANTECEDENTES EXPLORATORIOS

El Área Contractual está cubierta por la adquisición de sísmica 3D de los volúmenes Furbero- Presidente Miguel Alemán-Remolino 3D y ESARD 3D de alta densidad, con muestreo azimutal completo y migración OVT, además de un levantamiento gravimétrico y magnetométrico. Adicionalmente, existen levantamientos sísmicos 2D, adquiridos desde el año 1976 hasta 1987, así como sísmica 3D correspondiente a los volúmenes Miquetla-Miahupán y Coyula-Humapa- Cacahuatengo 3D.

Adicional a la información sísmica, existen cinco estudios exploratorios orientados a plays no convencionales: Sistemas petroleros (Pemex antes de 2014); Sedimentológico de la Fm. Pimienta (DWF, 2014); Evaluación geoquímica de la Fm. Pimienta (DWF, 2015); Estudio petrofísico y petroelástico Fm. Pimienta (DWF, 2016) y Estudio sísmico de propiedades con enfoque no convencional para la Fm. Pimienta (DWF, 2019).

En el Área Contractual se han perforado 145 pozos con objetivo al Mesozoico, de los cuales 16 fueron exploratorios, productores en las Formaciones Tamabra (Cretácico Inferior), Tamaulipas Superior (Cretácico Albiano-Cenomaniano) y San Andrés (Jurásico Superior Kimmeridgiano-Titoniano). (Figura 3)

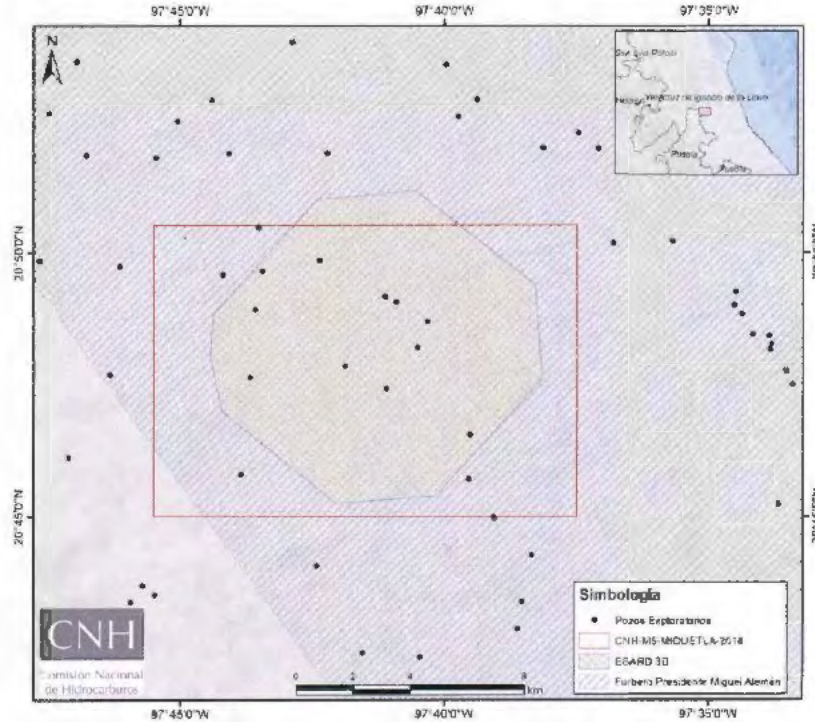


Figura 3. Antecedentes exploratorios en el Área Contractual.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador)

## IV.2. PLAN DE EXPLORACIÓN

El Plan está orientado a incorporar recursos de Hidrocarburos dentro del Área Contractual mediante la perforación y terminación de un pozo horizontal que permita probar la productividad del play Pimienta y estudios exploratorios que proporcionen un mejor entendimiento del subsuelo y sirvan de base para documentar un Programa Piloto.

Las actividades propuestas por el Operador consideran el cumplimiento de las fracciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como del artículo 74, fracciones I y II de los Lineamientos.

En términos generales, se advierte que el conjunto de actividades presenta una secuencia lógica dentro del proceso exploratorio, de acuerdo con las Mejores Prácticas de la Industria, específicamente para la etapa de la evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas. Lo anterior, resulta acorde con las etapas de la cadena de valor a la que hace referencia el artículo 73, fracciones I y II de los Lineamientos.

El análisis del Plan se efectuó agrupando las actividades para conceptualizar e identificar el flujo de trabajo propuesto por el Operador, en relación con los alcances y objetivos, resultando 3 rubros principales:

1. Procesamiento de información geofísica
2. Estudios exploratorios.
3. Perforación de pozos

El cronograma de actividades se muestra en la Figura 4 en el que se ilustran las actividades programadas en donde se identifica que éstas presentan una secuencia lógica y son acordes a los objetivos del Plan.

Las actividades contempladas en el Plan están proyectadas para ejecutarse en un periodo de dos (2) años, aun cuando la Cláusula 4.3 del Contrato establece que la duración del Periodo Inicial de Exploración puede ser de hasta tres (3) años.

Mediante la ejecución total de las actividades, el Operador podría alcanzar el objetivo planteado, lo cual permitiría probar la productividad de Hidrocarburos en un play no convencional mediante la perforación de un pozo exploratorio asociado a un volumen de recursos prospectivos estimados en [REDACTED] MMB.

*[Handwritten signature]*



ACTIVIDAD EXPLORACIÓN		19	2020												2021								
		D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S
Permisos Ambientales	Gestiones ante ASEA/CONAGUA																						
Estudios técnicos y preparación	Recibir de datos sísmicos de campo Furbero 3D (PEMEX)																						
	Revisión, evaluación y selección final de prospecto LOA-1																						
	Diseño de pozo tipo VCD																						
Perforación Pozo Exploratorio LOA-1	Rehabilitación de camino y ampliación de localización																						
	Perforación LOA-1																						
	Terminación																						
	PVT																						
	Producción Temprana: aforo y evaluación de producción																						
Estudios Posteriores	Reprocesamiento sísmico FURBERO 3D																						
	Interpretación sísmica y modelado propiedades con datos del pozo LOA-1																						
	Evaluación de recursos prospectivos y estimación de reservas.																						
	Documentación del Programa Piloto																						

Figura 4. Cronograma de actividades del Plan de Exploración para el Escenario Base.  
(Fuente: Comisión)

Adicionalmente, con relación a las Mejores Prácticas de la Industria, se advierte que el flujo de trabajo propuesto, dentro del proceso exploratorio a la que hace referencia el artículo 73 de los Lineamientos, abarca la etapa de la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos y la Incorporación de Reservas, lo cual se identifica acorde con las características geológicas, así como el estado actual de la Exploración del Área Contractual.

Lo anterior sin perjuicio de que el Operador pueda acceder al Periodo Adicional descrito en la Cláusula 4.4, siempre y cuando cumpla con los requisitos necesarios, así como la normativa aplicable.

#### IV.2.1 PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN GEOFÍSICA

En relación con la información sísmica, el Plan de Exploración considera el reprocesamiento de sísmica del volumen Furbero - Presidente Miguel Aleman - Remolino 3D (2da Etapa Miquetla - Miahuapan) posterior a la perforación del prospecto LOA-1, que considera la aplicación de algoritmos de migración de cuando menos 2 sectores azimutales con análisis HTI

(Horizontal Transverse Isotropy), que mediante la determinación de la variación direccional de las propiedades elásticas, permita definir la anisotropía por orientación preferencial de las fracturas.

Adicionalmente, el Operador tiene programado realizar inversión sísmica, análisis de impedancia de onda P y análisis de la variación de la amplitud (AVAZ).

El reprocesamiento de sísmica 3D se realizará en una extensión de 138.8 km<sup>2</sup> (Figura 5), que corresponde al cubrimiento de 99% del área contractual (139.668 km<sup>2</sup>).

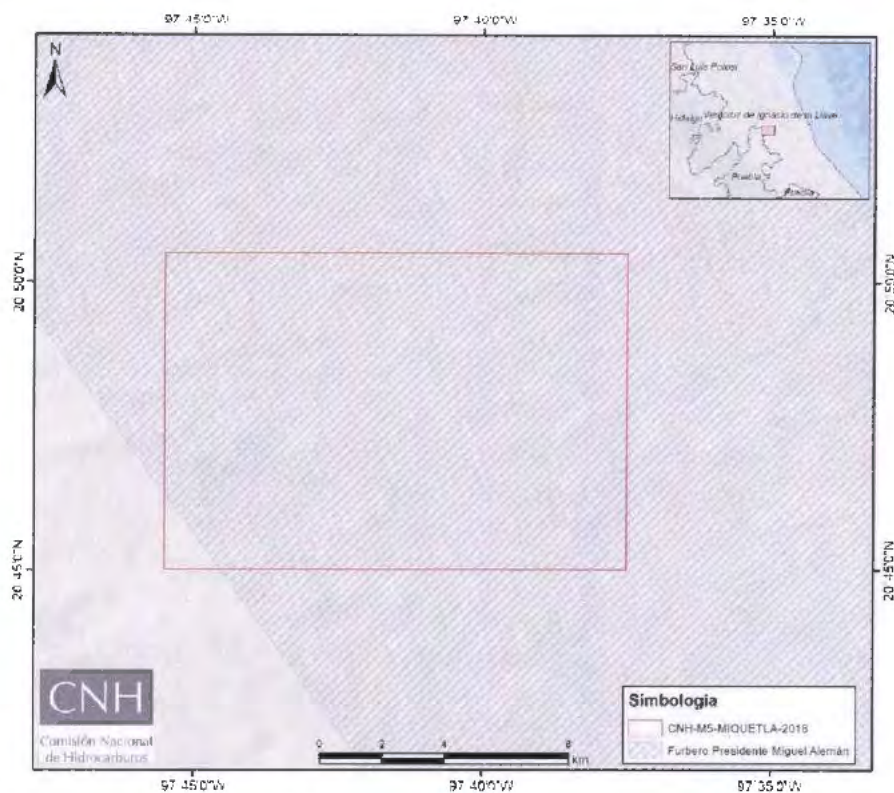


Figura 5. Cubrimiento del volumen Furbero - Presidente Miguel Alemán - Remolino 3D (2da Etapa Miquetla - Miahuapan) para el procesado sísmico. (Fuente: Comisión con información presentada por el Operador)

Los parámetros de adquisición utilizados para el levantamiento fueron descritos en el Plan de Exploración. De la misma manera se documentaron los algoritmos a ser utilizados en el flujo de trabajo de procesamiento con el objetivo de obtener información de la Formación Pimienta como: volumen de contenido de Carbono Orgánico Total (COT), fragilidad, esfuerzos horizontales mínimo y máximo, diferencial de esfuerzos, vectores de orientación y densidad de fracturas y/o factor de anisotropía.

En este contexto se identifica que la tecnología y parámetros de la información sísmica, así como el flujo de trabajo para el reprocesamiento de ésta permitirían obtener información necesaria para determinar la disposición de trayectorias óptimas para la perforación de pozos adicionales en futuras etapas.

Al respecto, la Comisión advierte que la acreditación de UT será factible únicamente por el reprocesamiento de información sísmica 3D dentro del Área Contractual, en los términos definidos en el presente Dictamen conforme al Anexo 5 del Contrato y la correspondiente Licencia de uso de información contenida en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

Con relación a estas actividades y de ser el caso, el Operador deberá atender las "DISPOSICIONES administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial" (Disposiciones de ARES), particularmente lo correspondiente a los artículos 5, 26, 27, 30 y 33, así como los demás que resulten aplicables. Lo anterior sin detrimento del cumplimiento de las demás obligaciones que deba atender en materia de Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.

#### IV.2.2 ESTUDIOS EXPLORATORIOS

El Plan considera 4 estudios exploratorios que tienen por objeto definir la mejor opción de ingeniería para la perforación del prospecto exploratorio LOA-1 y, posteriormente consolidar la información obtenida a partir de la perforación para la documentación del Programa Piloto. El resumen de los estudios exploratorios se presenta en la Tabla 2. La descripción detallada de estos estudios exploratorios se encuentra contenida en el Plan.

Estudio	Objetivos específicos	Alcances
Ingeniería de detalle (revisión y selección final) del pozo exploratorio LOA-1 y documentación mediante la metodología VCD	<p>Evaluar alternativas de diseño de perforación y terminación para la selección final del prospecto LOA-1.</p> <p>Definir de programa detallado de perforación y programa tentativo de terminación y documentar la solicitud de permiso de perforación.</p>	<p>Revisión y selección final de la ubicación del prospecto LOA-1 con las consideraciones de ingeniería de detalle en función de aspectos técnicos, permisos gubernamentales, logísticas, entre otras; tomando en cuenta lecciones aprendidas de pozos no convencionales perforados en el área e integración de VCD.</p>

Estudio	Objetivos específicos	Alcances
Caracterización geofísica del play no convencional Pimienta a partir de resultados del pozo LOA-1 y dato sísmico Furbero - Presidente Miguel Aleman - Remolino 3D. (Interpretación sísmica)	Analizar la distribución del COT, así como de las propiedades acústicas, elásticas y mecánicas del intervalo Pimienta del Área Contractual para la visualización de oportunidades exploratorias.	mapas de propiedades del intervalo [redacted] como: <ul style="list-style-type: none"> <li>· Volumen de contenido COT</li> <li>· Fragilidad</li> <li>· Esfuerzos horizontales mínimo y máximo</li> <li>· Diferencial de esfuerzos</li> <li>· Vectores de orientación y densidad de fracturas</li> <li>· Factor de anisotropía</li> </ul>
Caracterización litológica y petrofísica [redacted] en el pozo exploratorio LOA-1. (Modelado propiedades con datos del pozo LOA-1)	Caracterizar la Formación Pimienta desde el punto de vista litológico, petrofísico y de física de roca de carácter no convencional con información adquirida en el pozo LOA-1. Lo anterior con la finalidad de evaluar la prospectividad de la sección lateral del pozo y como soporte al programa de terminación del pozo.	Evaluación petrofísica y petroelástica integral de toda la sección horizontal que sirva al diseño de terminación y sea de utilidad para predecir el comportamiento productivo de las distintas porciones de la sección horizontal del pozo.
Evaluación de recursos prospectivos-estimación de reservas y documentación del Programa Piloto	Cuantificación temprana de recursos contingentes planteamiento de la estrategia del Programa Piloto que permita definir escenarios de comercialidad del prospecto.	Estimación de recursos contingentes y documentación el Programa Piloto.

Tabla 2. Estudios exploratorios programados en el Plan.  
(Fuente: CNH con información presentada por el Operador)

### IV.2.3 PERFORACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS

Como parte de la estrategia exploratoria propuesta por el Operador, el Plan de exploración considera la perforación de un pozo exploratorio [redacted] al pozo [redacted] perforado en los 80's, dado que en esta localización se tiene información de la columna geológica hasta alcanzar el [redacted] y con información relativa a registros geofísicos y análisis de muestras que han permitido la evaluación petrofísica y de física de roca en la [redacted] considerando la riqueza orgánica, madurez, porosidad, espesor y profundidad de la misma. Adicionalmente cuenta con camino y pera de perforación que, si bien requieren de ser rehabilitados y acondicionados, facilitan el acceso al área de interés.

El prospecto a perforar se localiza en el cuadrante [redacted] del Área Contractual, el diseño preliminar considera perforar un pozo [redacted] cuyo objetivo se encuentra a una profundidad de [redacted] m vbnm y una profundidad total programada de [redacted] con una trayectoria en

9  
10  
11  
12

dirección [REDACTED] que 12  
favorezca la terminación de la sección [REDACTED] (Figura 6).

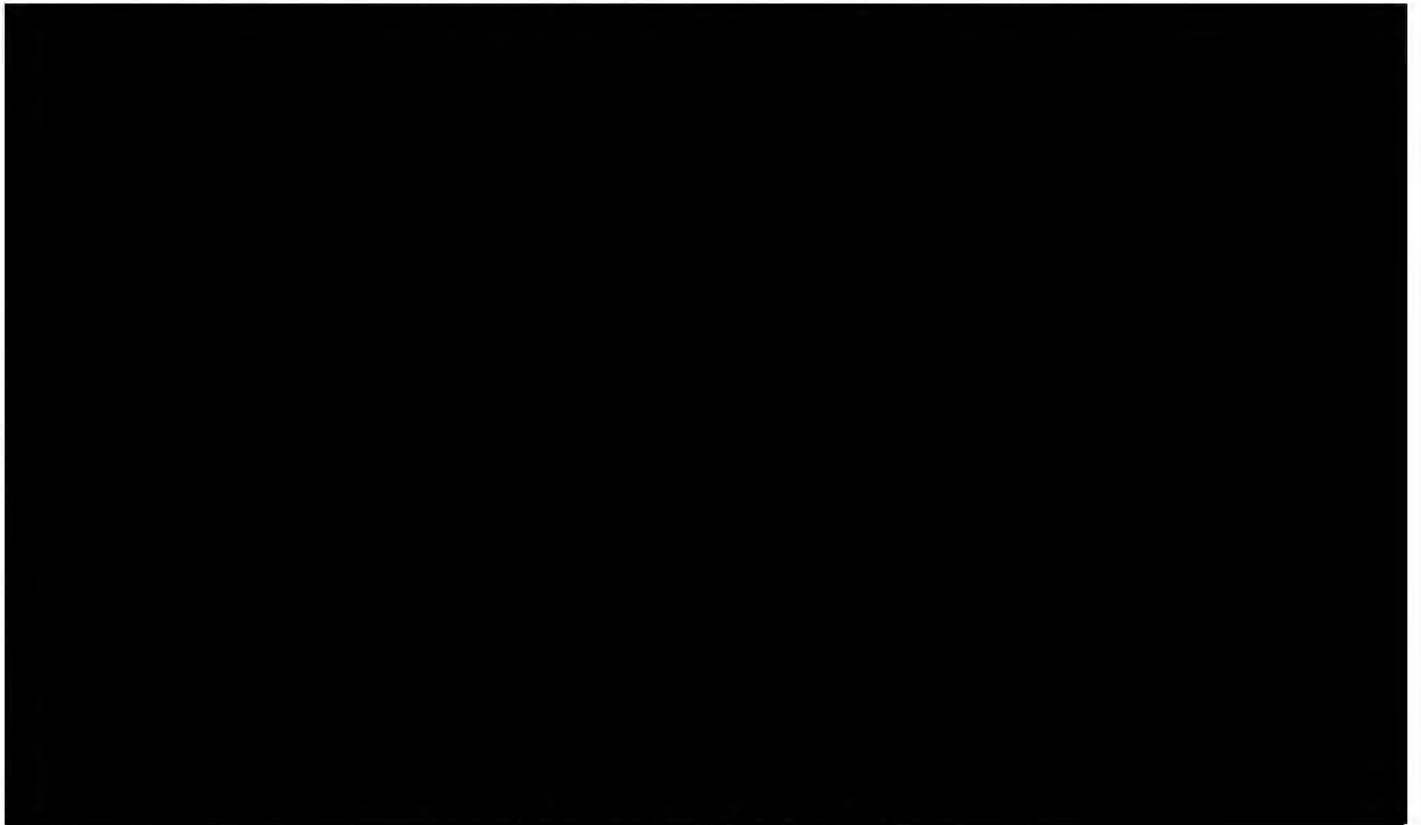


Figura 6. Prospecto exploratorio LOA-1.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador)

El objetivo geológico del pozo es la [REDACTED] 14  
[REDACTED] y, a su vez, es  
la principal roca generadora de hidrocarburos en la cuenca Tampico-  
Misantla y presenta antecedentes de producción en la región al haber  
encontrado aceites ligeros con la perforación de los pozos Horcones-8127  
(ubicado al norte de Miquetla, en el campo Soledad), Corralillo-157  
(ubicado hacia el sur de Miquetla en el campo Corralillo) y Furbero-4354  
(ubicado al suroeste del campo Corralillo). En este contexto, dentro del  
Área Contractual el hidrocarburo esperado es [REDACTED], 15  
asociado a un volumen de recursos prospectivos estimados en [REDACTED] mmb 16  
con una probabilidad geológica de [REDACTED] 17

El programa de adquisición de información considera un conjunto de registros geofísicos de pozo muestreo de fluidos para análisis geoquímico y PVT (Presión Volumen Temperatura) y pruebas de presión-producción convencionales como parte de la terminación del pozo LOA-1EXP. Estas últimas, tienen como objetivo asegurar la correcta limpieza del pozo

posterior a la estimulación, evaluar la producción de hidrocarburos, definir radio de drene, radio de investigación preliminar, propiedades del yacimiento, presión del yacimiento, definición de fronteras, características de los fluidos producidos, potencial de productividad y declinación de la producción.

Posteriormente en caso de resultar productor el pozo LOA-1EXP, el Operador tiene programado pasar a una fase de producción temprana, en la que por un periodo de cinco meses plantea continuar evaluando las condiciones de flujo del yacimiento que permita estudiar el comportamiento y la declinación de la producción asociada a la determinación de la comercialidad del prospecto. Durante la producción temprana se pretende recuperar la producción de aceite para su comercialización y evitar la pérdida del pozo por cierre, en tanto se realizan las gestiones necesarias para implementar el programa piloto correspondiente.

## **IV.2.4 MANEJO DE HIDROCARBUROS PRODUCIDOS**

### **i. Medición y Comercialización de los Hidrocarburos**

Para llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la prueba de producción y la producción temprana, el Operador contempla el uso de un separador bifásico instalado a boca de pozo, donde el gas a la descarga del separador será medido por medio de un equipo de medición tipo placa de orificio, previo a su envío a quemador (actividad controlada), esto de conformidad con lo establecido en el artículo 6, párrafo III de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.

Así mismo se prevé que el separador cuente con medidor tipo Coriolis para la medición de los líquidos previo a su envío a presas metálicas para su posterior transporte por medio de auto tanques a la Batería de Separación Miquetla II, donde los líquidos se mezclarán con la producción de los pozos correspondientes al Área Contractual, los cuales son medidos por medio del Punto de Medición provisional identificado como PM-101 aprobado por esta Comisión el día 13 de noviembre de 2018 mediante la resolución CNH.E.63.002/18, para posteriormente ser entregado a Pemex Exploración y Producción en la Central de Almacenamiento y Bombeo Poza Rica. En la siguiente imagen (Figura 7) se muestra el manejo y medición de los hidrocarburos en la etapa de producción temprana.

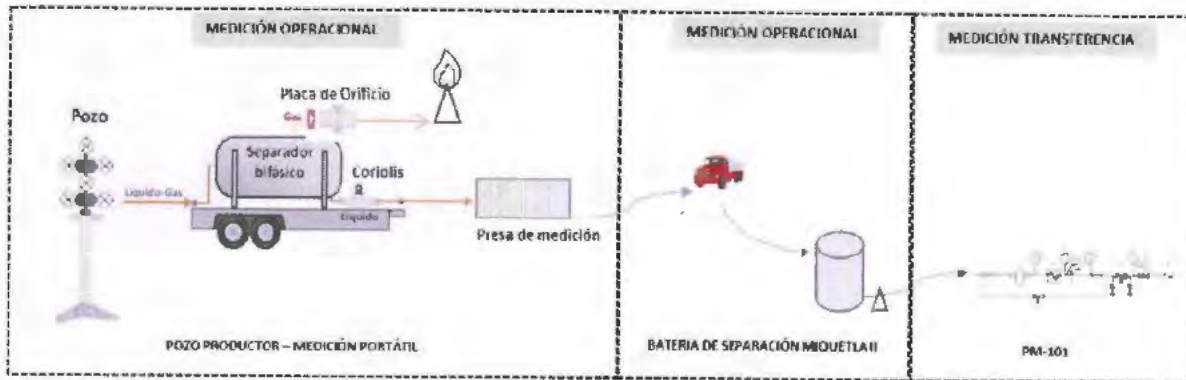


Figura 7. Esquema de medición.  
(Fuente: Operador)

## ii. Calidad de los Hidrocarburos

Como parte de la estrategia planteada por el Operador, el monitoreo de la calidad de los hidrocarburos producidos considera una caracterización inicial del aceite, agua y gas asociado, en los siguientes parámetros:

[REDACTED]

18

Las muestras de fluidos colectadas serán enviadas a un laboratorio certificado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (ema) para hacer los siguientes análisis: Gas (cromatografía, contenido de agua), Aceite (densidad, salinidad, contenido de agua, parafinas, asfaltenos, viscosidad a dos o más temperaturas, emulsificación y formación de espumas) y Agua (análisis físico-químico).

El Operador deberá de asegurar que la toma de muestreo (gas, petróleo y agua) sea representativa al pozo en cuestión, así como de la medición generada por tipo de hidrocarburo.

Sin perjuicio de lo anterior, previo a la ejecución de la producción temprana del pozo LOA-1, el Operador deberá informar a esta Comisión el inicio de dicha actividad, así mismo deberá de reportar los datos asociados al volumen y la calidad, del gas, petróleo y agua, correspondientes a las

[Handwritten signatures and marks]

actividades de prueba de producción (aforo de pozo) y producción temprana de acuerdo con los formatos establecidos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

### iii. Aprovechamiento de gas asociado

Durante los periodos de flujo que comprenden la etapa de prueba de producción convencional y producción temprana, el gas asociado producido será destruido de manera controlada, de conformidad con el artículo 6, fracciones I y III de las Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.

Como parte de la evaluación técnica-económica asociada a la destrucción controlada durante la etapa de producción temprana, el Operador propone un escenario basado en el autoconsumo y transferencia del gas producido que requeriría la construcción de un oleogasoducto de al menos 5 km de longitud hacia la estación de separación Miquetla I en donde ya existe la infraestructura necesaria para su aprovechamiento. Esto representa una inversión estimada de ██████████ USD previo al inicio 19 de las actividades, que bajo el supuesto que considera un pronóstico de producción de gas húmedo de ████████ MMpcd, no sería recuperable sino hasta 20 el 4to año de producción, siempre y cuando el volumen de producción diaria se mantenga. Aunado a lo anterior, dada la etapa de Exploración en la que se encuentra el play objetivo del pozo a perforar, en donde no se ha probado la productividad de éste y existe un alto grado de incertidumbre, no es económicamente viable el aprovechamiento de gas durante la etapa de producción temprana.

No obstante, una vez que se defina el potencial productivo, el Operador prevé la construcción de un oleogasoducto, en donde se utilizará el gas producido para autoconsumo en las Baterías de Separación y Compresión, en motes de bombas de pozo y como parte de la transferencia a un tercero, dentro de un Programa Piloto, en donde se precise la infraestructura e inversiones definitivas para la operación del mismo.

Cabe señalar que la destrucción controlada del gas deberá sujetarse al periodo previsto en la etapa de producción temprana, por lo que el Operador deberá tomar las provisiones necesarias y contar con un Programa Piloto, que considere las instalaciones necesarias para el aprovechamiento del gas, tomando en consideración que cuenta con la opción de evaluar las sinergias en la infraestructura que le generará la ejecución paralela al amparo del Plan de Desarrollo para la Extracción.



### IV.3 PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO (PMT)

El Programa Mínimo de Trabajo para la actividad de Exploración corresponde a 11,209 UT el cual debe realizarse en su totalidad durante el Periodo Inicial de Exploración, de conformidad con la Cláusula 4.3 y el Anexo 5 del Contrato. De acuerdo con las actividades planteadas en el Plan cumpliría con 17,456 UT (Tabla 3).

Sub-Actividad Petrolera	Descripción	Unidad de medida	Cantidad	Unidades de Trabajo	UT Totales
Perforación de Pozos	Perforación del Pozo Exploratorio (LOA-1) a 4850 mD	Metros	4850	4500 m: 7690 5000 m: 8300	8,117
	Terminación sección horizontal LOA-1 (17 etapas de fracturamiento hidráulico + disparos + divergencia + limpieza)	Por etapa de fractura	17	250	4,250
	Registros geofísicos de pozos-Registro Litológicos (SP,GR,PE)	Por metro de registro	4550	0.05	228
	Registros geofísicos de pozos-Resistividad (inducción, onda electromagnética)	Por metro de registro	4550	0.05	228
	Registros geofísicos de pozos-Porosidad (densidad, neutrón)	Por metro de registro	4550	0.05	228
	Registros geofísicos de pozos-Propiedades físicas de las rocas (sónico dipolar)	Por metro de registro	4550	0.05	228
	Terminación-Monitoreo del fracturamiento hidráulico (microsísmica de pozo, microsísmica de superficie, trazadores radioactivos, etc)	Por etapa de fractura	17	50	850
	Análisis de Transiente de Presión - Flujo (PTA/RTA) Análisis e interpretación de pruebas de pozo para la obtención de parámetros para el modelado de yacimientos	Por cada prueba	5	10	50
	PVT	Por cada muestra	2	2	4
	Prueba de Producción	Por cada día de prueba	30	100	3,000
<b>Geología</b>	Reproceso de información sísmica 3D	Km2	138	1.25	172.5
<b>Geofísica</b>	Interpretación de información sísmica 3D	Por área contractual	100	1	100
<b>Total</b>					<b>17,456</b>

Tabla 3. Actividades y UT asociadas al Plan de Exploración.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador)

De lo anterior se advierte que, de ejercerse en su totalidad el Plan, daría cumplimiento al PMT dentro del Periodo Inicial de Exploración tomando en consideración que la acreditación de UT por parte de la Comisión, está

sujeta al cumplimiento total y suficiente de las actividades factibles de acreditar UT en los términos establecidos en el Contrato.

En relación con el programa de adquisición de información asociado a la perforación de los prospectos exploratorios documentados en el Plan, la acreditación de las Unidades de Trabajo por registros geofísicos, adquisición y análisis de núcleos y demás actividades documentadas, estará sujeta a lo establecido en el numeral 10 del Anexo 5 del Contrato.

#### **IV.4 RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RECURSOS A INCORPORAR**

Dado que dentro del Área Contractual se han realizado diversas actividades petroleras durante décadas, el Operador cuenta con información suficiente que le ha permitido estimar los recursos prospectivos asociados a la [REDACTED] mediante métodos 21 probabilísticos en función de características como la extensión del área, espesores de roca, porosidad, saturación de aceite y el factor volumétrico del aceite, asociadas a una probabilidad de presencia de condiciones óptimas (*Sweet Spots*), resultando un volumen de recursos prospectivos estimados en [REDACTED] MMb a la media sin riesgo, asociados a una 22 probabilidad de éxito geológico de [REDACTED] así como un escenario de 23 incorporación de recursos contingentes de [REDACTED] MMb.

24

#### **IV.5 ANÁLISIS DE INVERSIONES**

El Programa de Inversiones del Periodo Inicial de Exploración presentado por el Operador prevé costos totales del orden de [REDACTED] millones de dólares. 25

En la Tabla 4 se presenta el desglose de los costos totales como parte del Programa de Inversiones del Periodo Inicial de Exploración presentado al amparo del Contrato CNH-M5-MIQUETLA/2018, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con los Lineamientos de Costos de la Secretaría de Hacienda.

Asimismo, en la Figura 8, se presenta la distribución de los costos totales contenidos en el Programa de Inversiones, en función de las Sub-Actividades correspondientes a la Actividad de Exploración para el Área Contractual.



Tabla 4. Desglose del Programa de Inversiones  
(Fuente: Información presentada por el Operador)



Figura 8. Distribución Programa de Inversiones por Sub-Actividad  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en información presentada por el Operador)

En este contexto, el Programa de Inversiones es consistente con la información de las actividades presentadas como parte del Plan de Exploración, 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 (Lineamientos de Costos), publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015, y sus respectivas modificaciones.

#### **IV.6 PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN**

Mediante oficios 240.0661/2019 y 240.0670/2019, de fecha 6 y 11 de noviembre de 2019, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir Opinión respecto al cumplimiento del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica y el Programa de Contenido Nacional asociados al Plan.

Al respecto esta Comisión aún no cuenta con las opiniones que al efecto corresponde emitir en el ámbito de sus atribuciones a la Secretaría de Economía de dichos Programas, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita las opiniones en sentido favorable, se tendrán por aprobados los programas y formarán parte del Plan.

Lo anterior, tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional y Transferencia Tecnológica, en términos de los artículos 46 y 125 de la Ley de Hidrocarburos.

Por otra parte, esta Comisión deja de manifiesto que en el supuesto de que la Secretaría de Economía 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. Lo anterior, a efecto de cumplir con lo estipulado en la Cláusula 19.3 del Contrato.

Esta Comisión emite el presente dictamen 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.

El 7 de mayo de 2018, la Agencia asignó al Operador la CURR identificada con el número ASEA-OEC18022C, asimismo, el 23 de noviembre de 2018 emitió la Autorización ASEA-OEC18022C/A13618 que, en el TÉRMINO NOVENO establece que "Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, el REGULADO, debe presentar ante la AGENCIA, la aprobación que la COMISIÓN en su momento le

otorgue, para efectos de encontrarse amparadas por la presente autorización”

Mediante oficio 240.0660/2019 del 5 de noviembre de 2019, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) la información presentada por el Operador a efecto de que sea considerada en los trámites o autorizaciones que al efecto tenga iniciado ante dicha autoridad.

En virtud de lo anterior, la presente Resolución se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la Agencia.

#### **IV.7 PROGRAMA DE TRABAJO Y PRESUPUESTO**

En cumplimiento a las Cláusulas 10.3 y 11.2 del Contrato, así como el artículo 27 de los Lineamientos, el Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto asociados al Plan de Exploración, ambos indicativos, fueron presentados por el Operador como Anexo al Plan de Exploración.

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

Derivado de la revisión y análisis de la información que se incluye en el Plan de Exploración que se describe en los apartados que anteceden, se advierte que las actividades propuestas presentan una secuencia operativa lógica y acorde a la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra el Área Contractual, así como a las características geológicas y los objetivos de este.

En este sentido, se advierte que es del interés del Operador la integración y consolidación del conocimiento geológico del subsuelo generado durante más de 8 décadas en el Área Contractual para la documentación de un prospecto a perforar en el Periodo adicional de Exploración.

Por lo anterior, la Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Plan, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos que tengan por efecto condicionar el desarrollo de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión. Dichas actividades consisten en lo siguiente:

Actividades e inversiones <sup>1</sup>	Plan de Exploración		Total
	2020	2021	
Estudios Exploratorios	1	3	4
Procesamiento de sísmica 3D PSTM y PSDM (km <sup>2</sup> )	-	138.8	138.8
Perforación de pozos	1	0	1
Inversiones	1,727,623 <sup>2</sup>	14,135,000	15,862,623

<sup>1</sup> Las actividades se presentan conforme al periodo en el que inician.

<sup>2</sup> Incluye 60,000 de inversiones en 2019 asociadas a gastos Generales y gestiones en materia de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

Tabla 5. Actividades e inversiones del Plan de Exploración.  
(Fuente: CNH con información presentada por el Operador)

## V.1 CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

### V.1.1 Cumplimiento del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos y 74 de los Lineamientos.

- **Observancia de las Mejores Prácticas.** La Comisión advierte que la secuencia de actividades propuestas en el Plan es acorde con las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional para la evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas, puesto que contempla la aplicación de técnicas, metodologías y tecnologías para obtener un mayor conocimiento del subsuelo a través de la perforación y terminación de un pozo [REDACTED] que considera la estimulación del pozo mediante [REDACTED] y su monitoreo mediante microsísmica, adquisición de registros geofísicos y muestras de fluido, así como pruebas de presión – producción que aporten los elementos necesarios para probar el play [REDACTED] y realizar el modelado de propiedades y una caracterización preliminar que sustente un posible Programa Piloto.

No obstante lo anterior, esta Comisión recomienda que, como parte de la actividad del Ingeniería de detalle (revisión y selección final) del pozo exploratorio LOA-1 y documentación mediante la metodología VCD, se incluya un análisis anticollisión a fin de garantizar la seguridad desde el punto de vista de las trayectorias del pozo [REDACTED] y el pozo programado.

- **Evaluación del Potencial de Hidrocarburos.** Tomando en consideración que dentro del Área Contractual se han realizado diversas actividades de Exploración previamente, las actividades de Evaluación del potencial petrolero consisten en integrar todo el conocimiento acumulado para la documentación de la mejor opción para perforar el prospecto exploratorio considerado en el Plan y continuar a una siguiente etapa dentro del proceso exploratorio.

- **Incorporación de reservas.** De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos y riesgo geológico presentados por el Operador en el Plan de Exploración, la Comisión identifica una posible incorporación de recursos contingentes estimados en [REDACTED] MMb de [REDACTED] mediante la perforación de un pozo [REDACTED], así como el reprocesamiento de sísmica 3D y estudios exploratorio que permitan plantear un Programa Piloto para evaluar la comercialidad de estos recursos.

32  
33

- **Caracterización y Delimitación del área.** La delimitación del área a la que se refiere la fracción I, del segundo párrafo del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, obedece a una secuencia de actividades y resultados que definen las etapas del proceso exploratorio, tras confirmarse una acumulación de Hidrocarburos en el subsuelo (Descubrimiento), se realizan actividades para caracterizar y delimitar un área de interés que pueda ser considerada yacimiento, mediante el Programa de Evaluación (Equivalente al Programa Piloto en yacimientos no Convencionales) al que se refiere la Cláusula 5.2 del Contrato.

En este contexto, dado que el Plan de Exploración se encuentra en la etapa de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos e Incorporación de reservas, no se han perforado pozos exploratorios en el Play objetivo y por lo tanto no existe Descubrimiento alguno que sea factible a ser evaluado y caracterizado conforme al artículo 74 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 en Plays no probados dentro del Área Contractual.

En este sentido, es necesario precisar que, en caso de que el Operador realice un Descubrimiento como resultado de la perforación del prospecto contemplado en el Plan de Exploración es necesario que notifique a esta Comisión el descubrimiento y posteriormente someta para aprobación de esta Comisión el Programa Piloto correspondiente.

En este sentido, la delimitación asociada a un Descubrimiento no se contempla en este Plan, por lo que se advierte que no hay materia para la evaluación y caracterización de un descubrimiento que permita la delimitación de un área específica en términos del artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos.

## 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.** 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 en plays no convencionales donde la Exploración en México ha sido limitada. En este contexto el Plan de Exploración considera integrar el conocimiento generado a lo largo de más de 70 años de actividades petroleras para probar la productividad de la Formación Pimienta mediante la perforación y terminación de un pozo horizontal.
- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** En relación con la estrategia exploratoria propuesta por el Operador y las actividades consideradas en el Plan de Exploración, particularmente la perforación del prospecto exploratorio, y en caso de éxito, el Operador estaría en posibilidades de avanzar a la etapa de incorporación de reservas de hidrocarburos, lo que en principio representaría un beneficio para el Estado, y además derivaría en la generación de nueva información del subsuelo y en la actualización de los recursos del país, tomando en consideración la limitada experiencia que se tiene en México en yacimientos no convencionales, aun cuando más del 50% de los recursos prospectivos del país están en este segmento.
- **Tecnología a utilizar.** Las actividades propuestas en el Plan de Exploración consideran la implementación de soluciones tecnológicas conforme a las características identificadas en el subsuelo. Tal es el caso de las actividades consideradas en la terminación del pozo horizontal a perforar que consisten en la estimulación del pozo mediante fracturamiento y el monitoreo mediante microsísmica, así como adquisición de registros geofísicos, muestras de fluido y pruebas de producción. Aunado a lo anterior el reprocesamiento propuesto tiene por objeto caracterizar la anisotropía de las propiedades asociadas a un comportamiento frágil que resulta de suma importancia para el diseño de futuras trayectorias a ser perforadas y su respectiva terminación. En este contexto, las actividades propuestas consideran tecnologías que son usadas por los operadores petroleros de manera regular en proyectos con características similares. Por lo anterior se advierte que la propuesta de soluciones tecnológicas a utilizar es acorde con las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional.



- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración.** De acuerdo con la información presentada en el Plan, los resultados que el Operador planea obtener con las actividades exploratorias a desarrollar y sus respectivos tiempos de ejecución, la Comisión concluye que, se alinean a un proceso exploratorio acorde con la naturaleza geológica del Área Contractual, toda vez que, el Operador orientaría el desarrollo de actividades exploratorias a la perforación de un prospecto a fin de probar la productividad de hidrocarburos que le permita transitar dentro del proceso exploratorio a una fase de incorporación de reservas en el corto plazo.

## VI. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO

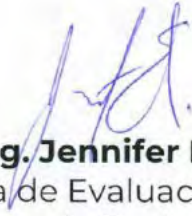
Respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, así como el Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica, aun no se cuenta con la opinión de la Secretaría de Economía, no obstante, con base al Artículo 7 de los Lineamientos, la Comisión emitirá el presente Dictamen sin detrimento de que Operador deba contar con los permisos y autorizaciones correspondientes en las demás materias reguladas por aquellas autoridades que, en el ámbito de sus atribuciones, resulten aplicables.

Previo al inicio de la perforación del pozo, el Operador deberá contar con la autorización correspondiente, a la que se refiere el artículo 36 de la Ley de Hidrocarburos, en términos de los Lineamientos de Perforación de Pozos.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido **favorable** la aprobación del Plan para el Periodo Inicial de Exploración, presentado por OPERADORA DE CAMPOS DWF, S.A. DE C.V. para el Contrato CNH-M5-MIQUETLA /2018, 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 actividades propuestas en el Plan permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo, probar el concepto de play no convencional y maximizar el valor estratégico del Área Contractual, en cumplimiento de las Cláusulas 4.2, 4.3 y el Anexo 5 del Contrato.

**Elaboró**



**Ing. Jennifer Elliott Cruz**  
Directora de Evaluación de Estrategias  
de Exploración

**Validó**



**Ing. Ricardo Trejo Ramírez**  
Director General Adjunto  
de Dictámenes de Exploración

**Autorizó**



**Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez**

Director General de Dictámenes de Exploración

*En suplencia por ausencia del Titular de la Unidad Técnica de Exploración, con fundamento en el artículo 54,  
primer párrafo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos*

“Con fundamento en los artículos 113, fracción II de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública; 116, párrafos tercero y cuarto de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, y numeral Trigésimo Octavo, fracciones II y III, y Cuadragésimo de los Lineamientos Generales en Materia de Clasificación y Desclasificación de la Información, así como la elaboración de versiones públicas, se realizó el testado en virtud de que el Dictamen contiene información referente al patrimonio de las personas, la relativa a hechos y/o actos de carácter económico, contable, jurídico o administrativo relativos a una persona, asimismo se describen actividades técnicas, económicas e industriales de las empresas, asimismo información geológica, geofísica, tecnológica, estratégica, económica y financiera relacionada con las operaciones de negocios presentes y futuros de la empresa para sus actividades empresariales a corto, mediano y largo plazos, las cuales representan la ventaja competitiva y económica de las empresas frente a terceros en la realización de tales actividades lo cual constituye un secreto de tipo industrial.

NOTA: La presente versión pública se aprobó mediante Resolución PER-016-2021 a través de sesión permanente del Comité de Transparencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de fecha nueve de agosto de dos mil veintiuno.”