



Dictamen Técnico del Plan de Exploración Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018

Operador: Pemex Exploración y Producción

Julio de 2019



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contenido

I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO.....	3
1.1 DATOS DEL CONTRATISTA.....	3
1.2 DATOS DEL CONTRATO.....	3
1.3 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	4
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN.....	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO.....	6
III.1 ANTECEDENTES EXPLORATORIOS.....	7
III.2 PLAN DE EXPLORACIÓN.....	8
III.2.1 PROGRAMA DE ADQUISICIÓN Y/O PROCESADO DE INFORMACIÓN GEOFÍSICA: SÍSMICA Y MÉTODOS POTENCIALES.....	11
III.2.2 ESTUDIOS EXPLORATORIOS.....	14
III.3 METAS FÍSICAS E INVERSIONES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN.....	15
III.4 PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO.....	16
III.5 PRIMER PROGRAMA DE TRABAJO Y PRIMER PRESUPUESTO.....	17
III.6 RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RESERVAS A INCORPORAR.....	18
III.7 ANÁLISIS DE INVERSIONES.....	18
IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN.....	24
V. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN.....	24
VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PLAN DE EXPLORACIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO.....	28
VI.1 CONSIDERACIONES.....	28
VI.1.1 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS.....	28
VI.1.2 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA.....	29
VI.1.3 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN I DE LOS LINEAMIENTOS.....	29
VI.2 DICTAMEN TÉCNICO.....	30

PE

El presente dictamen se refiere al Plan de Exploración (en adelante, Plan) del Contrato No. CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018 (en adelante, Contrato), sometido para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) por Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador) en cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, mediante oficio PEP-DE-SAO-GOA-802-2018, recibido en la Comisión el 21 de diciembre de 2018.

El Plan para el Período Inicial de Exploración presentado por el Operador considera como objetivo evaluar el potencial petrolero buscando la continuidad de los *plays* cenozoicos y mesozoicos productores en campos vecinos, así como documentar y jerarquizar prospectos exploratorios. Lo anterior, mediante el reprocesado de sísmica 2D y 3D existente, interpretación sísmica y estudios exploratorios, lo cual permitirá fortalecer la cartera de prospectos en el Área Contractual.

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

I.1 Datos del Contratista

El Contratista es el consorcio formado por Pemex Exploración y Producción y Cepsa E.P. México, S. de R.L. de C.V., siendo la primera, la designada como Operador de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato.

Pemex Exploración y Producción es una Empresa Productiva del Estado, Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, con personalidad jurídica propia de conformidad con las leyes de México, y la empresa Cepsa E.P. México, S. de R.L. de C.V., una sociedad mercantil constituida de acuerdo con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos.

El responsable del Plan designado por el Operador es el [REDACTED] 1
[REDACTED] líder del Proyecto del Área Contractual G-TMV-04, del Activo de Exploración Aguas Someras.

I.2 Datos del Contrato

El Contrato No. CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida, se celebró el 27 de junio de 2018 entre la Comisión y el Contratista.

2E

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 y en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo, sin limitar, las relativas al Abandono y a la indemnización, de conformidad a la Cláusula 3.1 del citado Contrato.

El Período Inicial de Exploración conforme la Cláusula 4.2 del Contrato, tendrá una duración de hasta cuatro años a partir de la aprobación del Plan. El Contratista estará obligado a concluir, al menos el Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT) durante dicho periodo, el cual consiste en 2,133 Unidades de Trabajo (en adelante, UT). Lo anterior en cumplimiento a la Cláusula 4.2 y Anexo 5 del Contrato.

1.3 Datos del Área Contractual

El Área Contractual asociada al Contrato (en adelante, Área Contractual), se ubica en el Golfo de México, frente a la costa de Veracruz, a 4.5 km al noreste de Tuxpan y 29.5 km al noreste de Poza Rica (figura 1), en la provincia petrolera Tampico-Misantla-Veracruz, dentro de la provincia geológica de la Cuenca Tampico-Misantla. Los tirantes de agua varían de 10 a 30 m. Cubre una superficie de 813.269 km². Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la tabla 1.

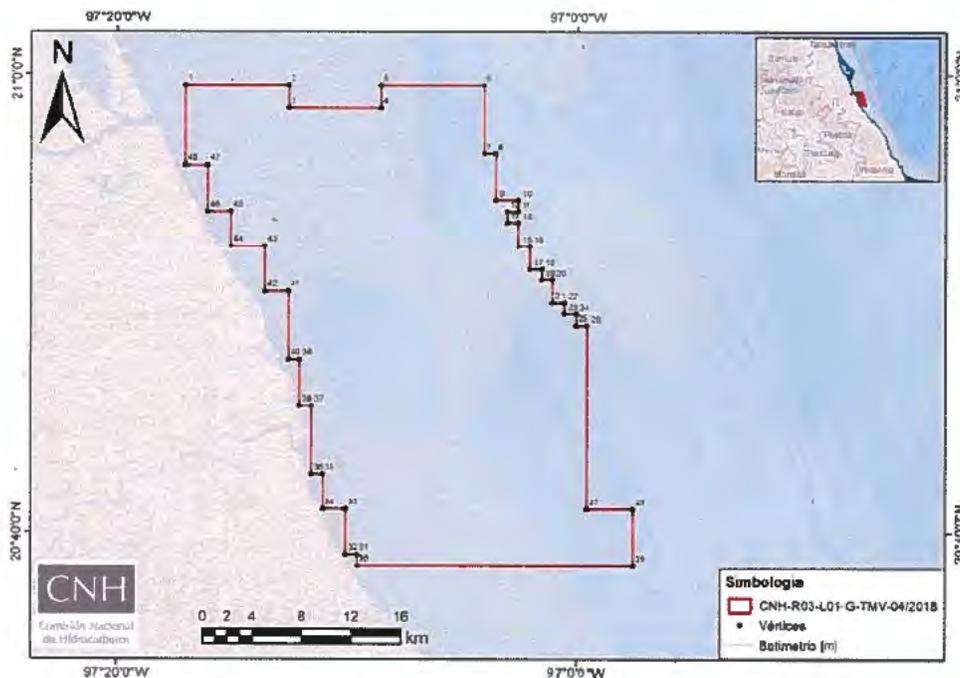


Figura 1. Localización y vértices de la Asignación

Handwritten signature or initials.

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	97° 04' 00"	20° 59' 30"	25	97° 09' 30"	20° 38' 30"
2	97° 04' 00"	20° 56' 30"	26	97° 09' 30"	20° 39' 00"
3	97° 03' 30"	20° 56' 30"	27	97° 10' 00"	20° 39' 00"
4	97° 03' 30"	20° 54' 30"	28	97° 10' 00"	20° 41' 00"
5	97° 02' 30"	20° 54' 30"	29	97° 11' 00"	20° 41' 00"
6	97° 02' 30"	20° 54' 00"	30	97° 11' 00"	20° 42' 30"
7	97° 03' 00"	20° 54' 00"	31	97° 11' 30"	20° 42' 30"
8	97° 03' 00"	20° 53' 30"	32	97° 11' 30"	20° 45' 30"
9	97° 02' 30"	20° 53' 30"	33	97° 12' 00"	20° 45' 30"
10	97° 02' 30"	20° 52' 30"	34	97° 12' 00"	20° 47' 30"
11	97° 02' 00"	20° 52' 30"	35	97° 12' 30"	20° 47' 30"
12	97° 02' 00"	20° 51' 30"	36	97° 12' 30"	20° 50' 30"
13	97° 01' 30"	20° 51' 30"	37	97° 13' 30"	20° 51' 30"
14	97° 01' 30"	20° 51' 00"	38	97° 13' 30"	20° 52' 30"
15	97° 01' 00"	20° 51' 00"	39	97° 15' 00"	20° 52' 30"
16	97° 01' 00"	20° 50' 00"	40	97° 15' 00"	20° 54' 00"
17	97° 00' 30"	20° 50' 00"	41	97° 16' 00"	20° 54' 00"
18	97° 00' 30"	20° 49' 30"	42	97° 16' 00"	20° 56' 00"
19	97° 00' 00"	20° 49' 30"	43	97° 17' 00"	20° 56' 00"
20	97° 00' 00"	20° 49' 00"	44	97° 17' 00"	20° 59' 30"
21	96° 59' 30"	20° 49' 00"	45	97° 12' 30"	20° 59' 30"
22	96° 59' 30"	20° 41' 00"	46	97° 12' 30"	20° 58' 30"
23	96° 57' 30"	20° 41' 00"	47	97° 08' 30"	20° 58' 30"
24	96° 57' 30"	20° 38' 30"	48	97° 08' 30"	20° 59' 30"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual

Las actividades de Exploración y Extracción amparadas podrán realizarse en todas las formaciones geológicas, es decir, no presenta restricción de profundidad.

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN.

El proceso de evaluación técnica y dictamen de la modificación al Plan propuesto por PEP involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE) y de la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (DGPEE) de esta Comisión. Además, la Secretaría de Economía llevó a cabo la evaluación del porcentaje de Contenido Nacional y del programa de capacitación y transferencia de tecnología, mientras que se consultó a la Agencia

26

Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración de Riesgos.

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.104/2018 de la DGDE de esta Comisión.

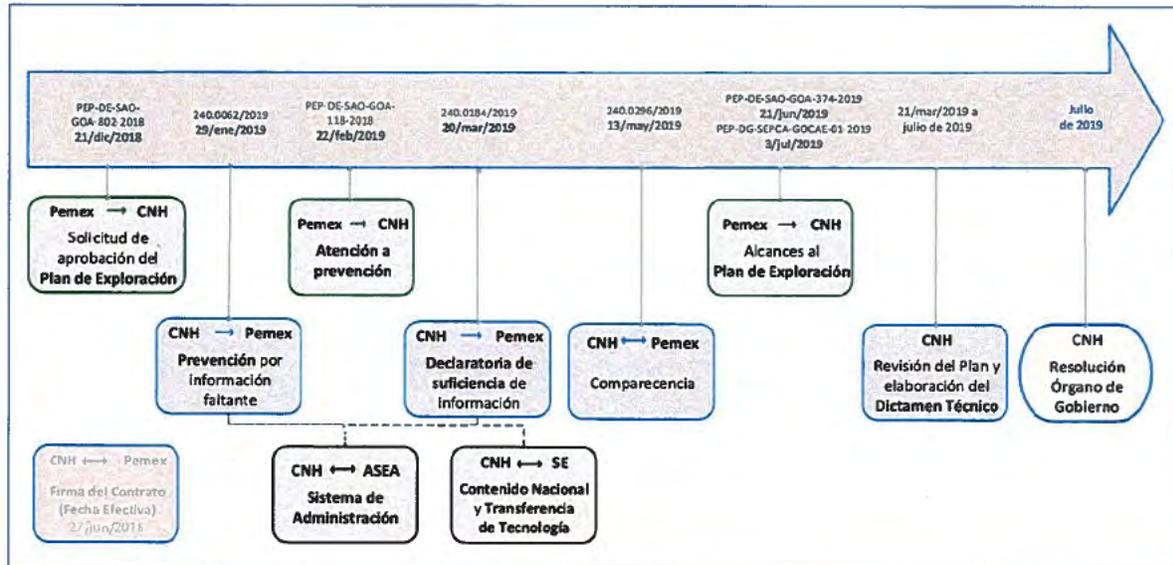


Figura 2. Proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución del Plan

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

Se verificó que las actividades propuestas por el Operador cumplieran con lo establecido en el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos respecto a la observancia de las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación de reservas y la delimitación del área sujeta al Contrato.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 de los *Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos*, así como sus modificaciones (en adelante, Lineamientos), publicados en el DOF el 13 de noviembre de 2015, mismos que han sido modificados por

FE

acuerdos publicados en el DOF el 21 de abril de 2016 y el 22 de diciembre de 2017, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades y montos de inversión propuestos en el Plan, considerando también las características geológico-petroleras, así como el grado de avance de las actividades de Exploración necesarias y esperadas en el Área Contractual.

Al respecto, se advierte que las actividades propuestas por el Operador en el Plan, el cual fue presentado en el plazo previsto en la Cláusula 4.1, atiende los requisitos establecidos en la Cláusula 4.2 del Contrato y los artículos, 7, fracciones I, IV y VI, 8, fracción I, incisos a), b), d) y e), 15 y 16 y el Anexo I de los Lineamientos.

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

Cabe señalar que el 12 de abril de 2019, fueron publicados en el DOF los *LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*. No obstante, el tercero transitorio de dicho ordenamiento indica que los trámites de aprobación y modificación de Planes iniciados ante la Comisión con anterioridad a su entrada en vigor se substanciarán conforme a los lineamientos vigentes al inicio del trámite respectivo.

III.1 Antecedentes Exploratorios.

En el Área Contractual se tiene cobertura parcial de la sísmica 3D Lankahuasa Norte 3D y 192 km de sísmica 2D. Sólo existe un pozo exploratorio, el Pargo-1, perforado en 1969 y en el cual no hubo presencia de Hidrocarburos, resultó invadido de agua en el Albiano - Cenomaniano. Por lo tanto, en el Área Contractual no existe ningún campo petrolero.

En el Plan se documentan cuatro estudios exploratorios, correspondientes a la evaluación del potencial petrolero y de *plays*, realizados entre 2010 y 2012. Asimismo se incluye el Atlas Geológico Cuenca Tampico -Misantla" publicado por la Comisión en 2017, en el que se describió y resumió el contexto geológico estructural y el sistema petrolero de la Cuenca Tampico-Misantla.

En la figura 3 se identifica la cobertura de información sísmica y el pozo perforado en el Área Contractual.

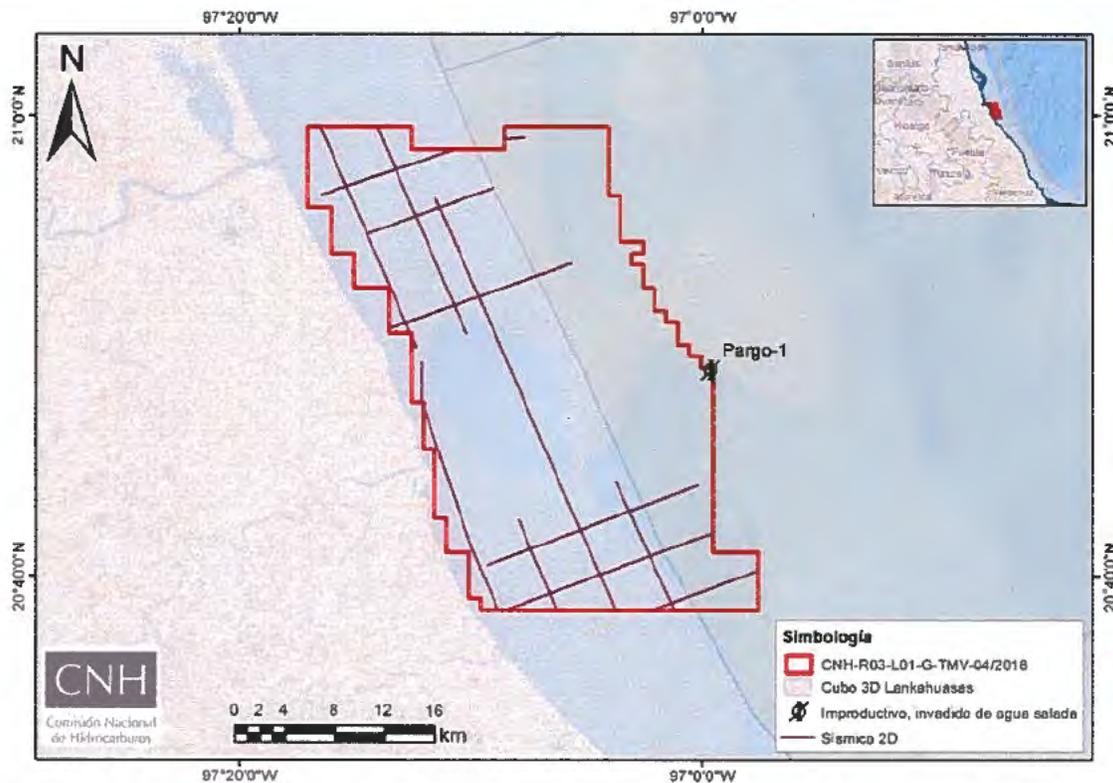


Figura 3. Levantamientos sísmicos 3D y pozos perforados en el Área Contractual

III.2 Plan de Exploración.

El Plan tiene el objetivo de evaluar el potencial petrolero buscando la continuidad de los *plays* cenozoicos y mesozoicos productores en campos vecinos, así como documentar y jerarquizar prospectos exploratorios. La estrategia plantea realizar las siguientes actividades:

- Adquisición e interpretación de datos gravimétricos de forma aérea, utilizando la metodología "Full Tensor Gravity" (FTG).
- Procesado de la información sísmica 2D y 3D existente, en tiempo y profundidad.
- Estudios exploratorios para determinar la continuidad de los *plays* establecidos del Cretácico, así como los del Plioceno y Mioceno.

Las actividades propuestas por el Operador consideran el cumplimiento de las fracciones I, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como de los artículos 7, fracciones I, IV y VI, y 8, fracción I, incisos a), b), d) y e) de los Lineamientos.

En términos generales, se advierte que el conjunto de actividades presenta una secuencia lógica dentro del proceso exploratorio, de acuerdo

con las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional, específicamente en la etapa de la evaluación del potencial petrolero. Lo cual se identifica acorde con las etapas de la cadena de valor a la que hace referencia el artículo 15, fracción I de los Lineamientos.

El análisis del Plan se abordó agrupando las actividades para conceptualizar e identificar el flujo de trabajo propuesto por el Operador, en relación con los alcances y objetivos, resultando 2 rubros principales:

1. Procesamiento e interpretación sísmica, y
2. Estudios exploratorios.

Respecto a la planeación de las actividades exploratorias, el Operador presentó dos escenarios operativos, denominados Escenario A y Escenario B, los cuales se definen de la siguiente manera:

Escenario A: Contempla la adquisición aérea e interpretación de 6,460 km lineales de datos gravimétricos con la tecnología "Full Tensor Gravity gradiometry" (FTG), con un área de cubrimiento de 4,034 km²/km, de los cuales se consideran 813.2 km²/km (dentro del Área Contractual) para contabilizar UT; el reproceso de 192 km de sísmica 2D con migración pre apilamiento en tiempo (PSTM) y de 192 km de sísmica 2D con migración en profundidad (PSDM); el reproceso de 392 km² de sísmica 3D con migración pre apilamiento en tiempo (PSTM) y de 392 km² de sísmica 3D con migración en profundidad (PSDM); tres estudios de interpretación sísmica, uno del Mesozoico utilizando datos existentes (Lankahuasa Norte y líneas sísmicas 2D), un estudio de actualización a nivel Mesozoico incorporando los datos sísmicos 2D recién adquiridos y otro estudio enfocado al Cenozoico; cuatro estudios de evaluación de recursos prospectivos; y finalmente se consideran los estudios de Línea Base Ambiental (LBA), que se realizó en 2018, y la Evaluación de Impacto Social (EVIS).

Escenario B: Contempla actividades adicionales que consisten en el acondicionamiento de gathers 3D de 330 km²; 225 km de levantamiento, procesado sísmico 2D PSTM y reprocesado sísmico 2D PSDM, las cuales se realizarán en áreas que se hayan identificado con interés petrolero con las actividades realizadas en el Escenario A.

Cabe señalar que las actividades del Escenario B son opcionales y la no ejecución de éstas no compromete el cumplimiento del PMT. Su materialización estará en función de los resultados de las actividades previas comprometidas en el escenario A.

Las Actividades Petroleras contempladas en el Plan, para ambos escenarios, están proyectadas para ejecutarse en un periodo de hasta 4 años, como lo establece la Cláusula 4.2 del Contrato. El cronograma de actividades ilustra las actividades programadas en donde se identifica que éstas presentan una secuencia lógica y son acordes con el objetivo del Plan, respecto a la evaluación del potencial petrolero en el Área Contractual, lo cual permitiría maximizar el valor de ésta al término del Periodo Inicial de Exploración (figura 4).

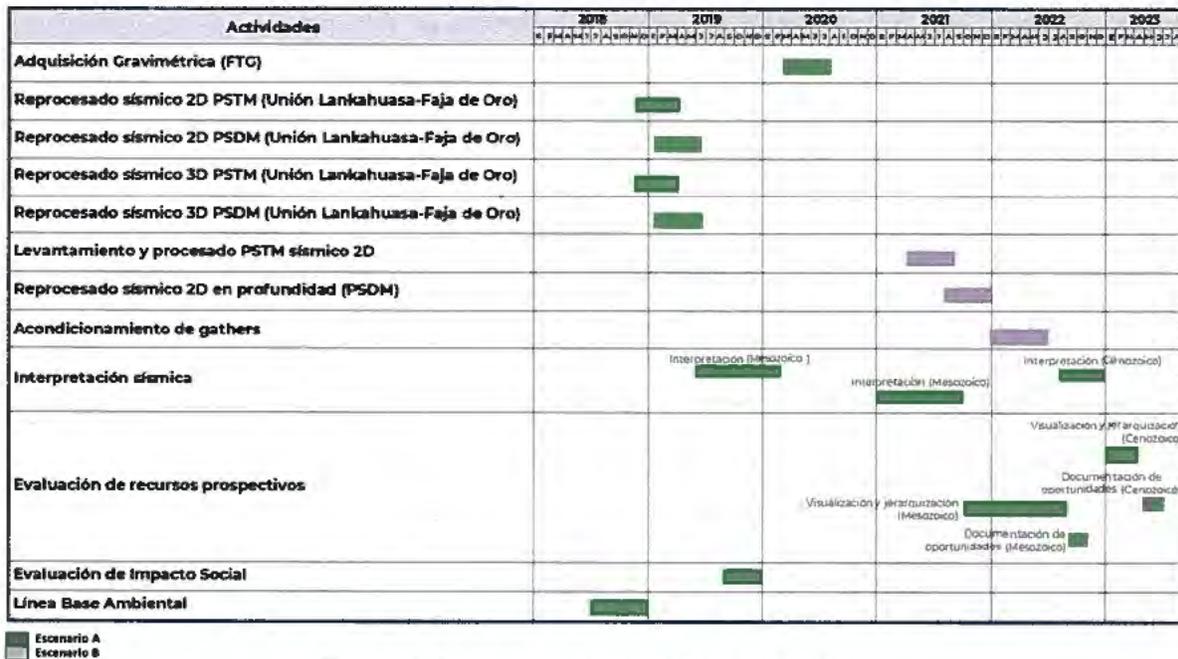


Figura 4. Cronograma de actividades del Plan

Mediante la ejecución del total de las actividades, el Operador podría alcanzar los objetivos planteados, que son la evaluación del potencial petrolero y avanzar a la etapa de incorporación de reservas, lo cual permitiría maximizar su valor al término del Periodo Inicial.

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, 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.

Adicionalmente y en relación con las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional, se advierte que el flujo de trabajo propuesto, dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio, se enfoca en la etapa de la evaluación del potencial petrolero, lo cual se identifica acorde con las

FE

características geológicas, en relación con el estado actual de la Exploración del Área Contractual.

III.2.1. Programa de adquisición y/o procesado de información geofísica: sísmica y métodos potenciales.

De acuerdo con la estrategia exploratoria del Consorcio, se ha planeado el procesado de la información sísmica existente 3D y 2D, la adquisición e interpretación de datos gravimétricos para generar modelos geológicos-geofísicos de los *plays* del Mesozoico y Cenozoico. Las actividades consideradas para ambos escenarios operativos se describen a continuación.

Escenario A

Contempla información sísmica 2D existente, con los que se reprocesarán 192 km PSTM y 192 km de PSDM.

Considera el reprocesado de información sísmica 3D de 392 km² de migración PSTM (330 km² de área imagen más 62 km² de *buffer*); y 392 km² de migración PSDM (330 km² de área imagen más 62 km² de *buffer*), con el objetivo de mejorar la calidad de imagen sísmica y tener así un mejor entendimiento del subsuelo, para definir la continuidad de los *plays* establecidos en el área, dar mayor certidumbre a los elementos del sistema petrolero y documentar oportunidades exploratorias.

Para el reprocesado de sísmica existente 3D y 2D, se anexó al volumen de obra integral Unión Lankahuasa Faja de Oro (unión de los volúmenes sísmicos Lankahuasa Norte, Lankahuasa, Faja de Oro A y B, Shanit Q y Tzumat) en donde se procesarán 4,251 km² de sísmica 3D, desde la cual se realizó un extracto correspondiente al Área Contractual para cubrir 392 km².

Se identifica que el valor que proporciona la sísmica 2D es muy importante, ya que se utilizó en zonas donde no existe cobertura sísmica 3D, lo que fortalece el modelo de velocidades integral y la secuencia de proceso, así como el modelo geológico regional.

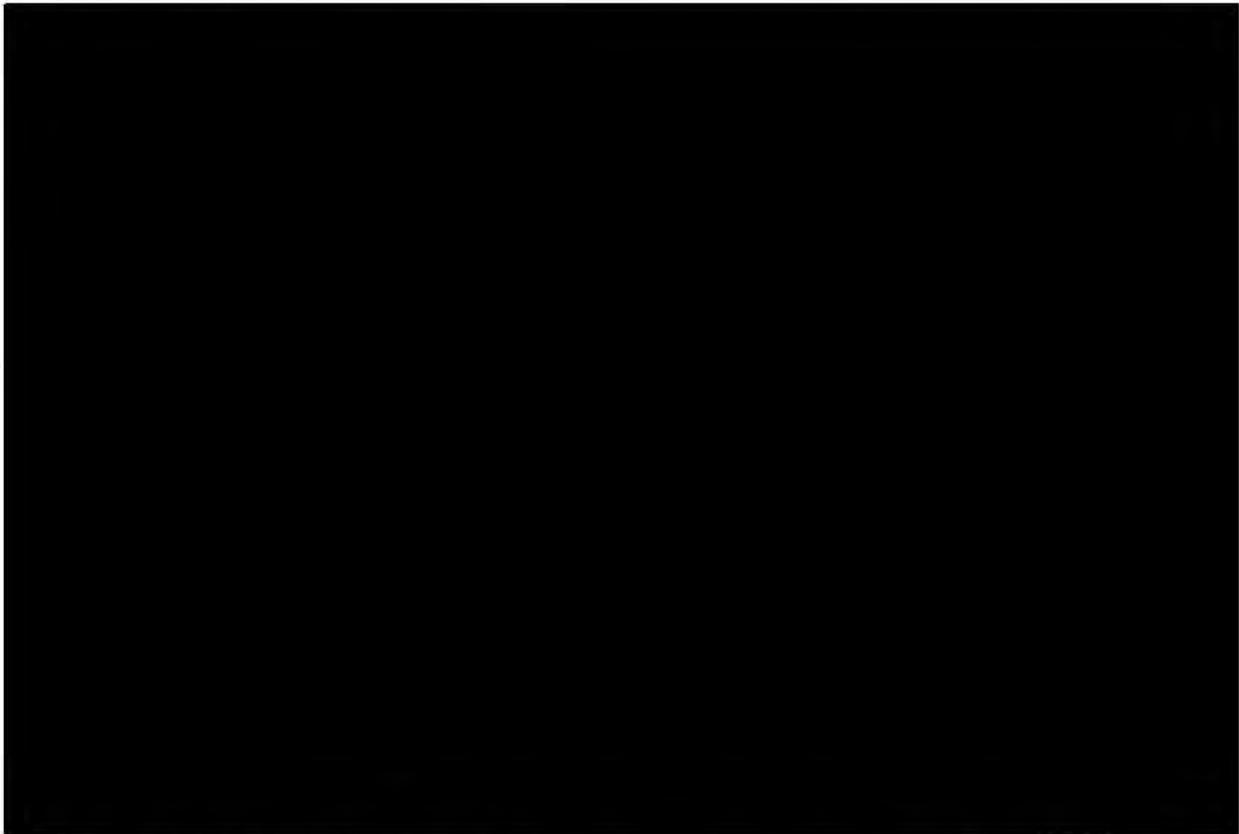


2

2E



La cobertura de las actividades de adquisición, procesado de información geofísica: sísmica y métodos potenciales, asociadas al escenario A se observan en el mapa de la figura 5.



3

Figura 5. Adquisición y procesado de información geofísica: sísmica y métodos potenciales, Escenario A

Escenario B

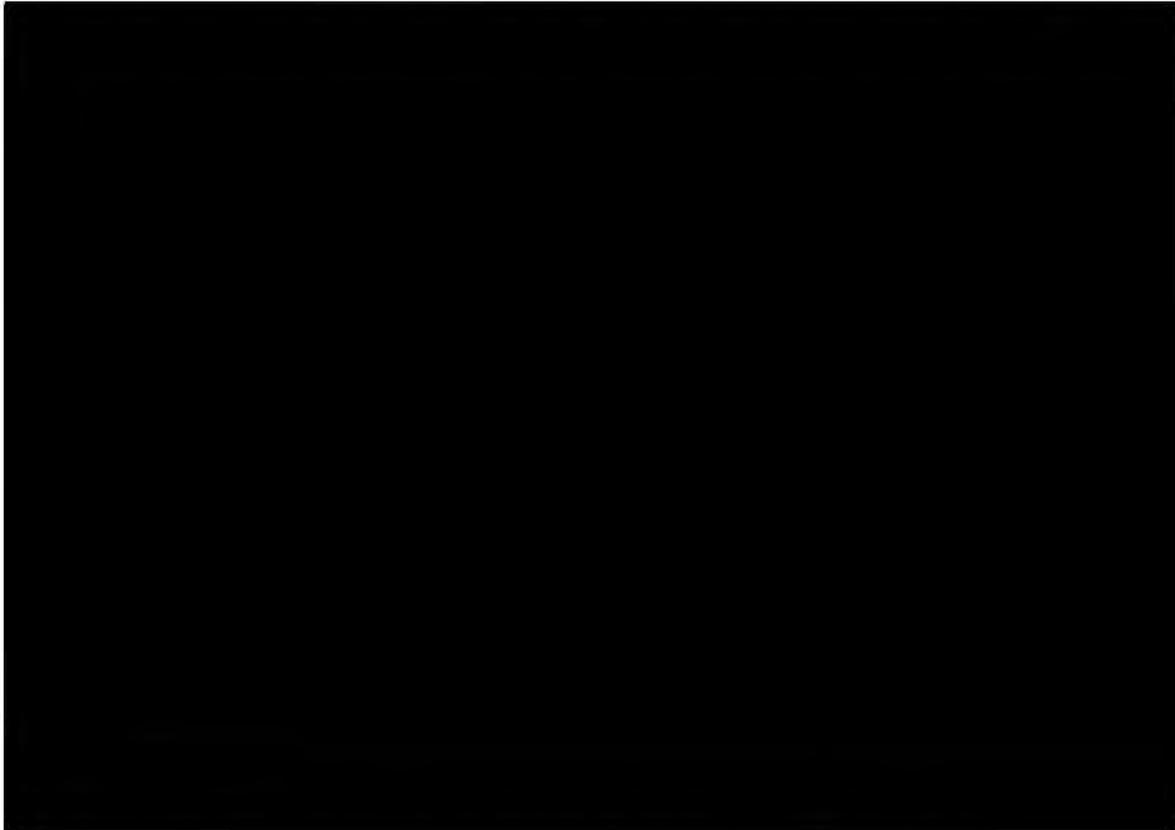
Se considera el acondicionamiento de 330 km² de gathers, con el fin de tener información sísmica confiable a nivel Terciario.

Se llevaría a cabo la adquisición y procesado PSTM de 225 km lineales de datos sísmicos 2D, lo que permitiría contar con información para identificar y mapear posibles prospectos exploratorios. Adicionalmente,

ZE

para mejorar la calidad de los datos sísmicos adquiridos se programó el reprocesado PSDM.

La cobertura de las actividades de adquisición, procesado de información sísmica, asociadas al escenario B se observan en el mapa de la figura 6.



4

Figura 6. Procesamiento e interpretación sísmica, Escenario B.

Sin perjuicio de lo anterior, ambos escenarios se observan adecuados para la estrategia exploratoria de esta Área Contractual, tomando en consideración la complejidad geológica predominante por la tectónica salina, por lo cual es necesario contar con una imagen adecuada del subsuelo, principalmente en las áreas que presentan pérdida de amplitud en la señal sísmica y por ende un deterioro en la imagen.

Para la ejecución de las actividades de reprocesamiento de información sísmica 3D dentro del Área Contractual, de ser el caso, el Operador deberá presentar el Aviso correspondiente, en términos de los artículos 5, 26, 27 y 33 de las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el Reconocimiento y Exploración Superficial (en adelante, Disposiciones de ARES), emitidas por la Comisión. Lo anterior sin detrimento del cumplimiento de las demás obligaciones que deba atender en materia de Reconocimiento y Exploración Superficial.

FE

III.2.2. Estudios exploratorios

Respecto a los estudios exploratorios, el Plan considera los mismos estudios en ambos escenarios operativos, los cuales consisten en tres estudios de interpretación sísmica: uno del Mesozoico utilizando datos existentes (Lankahuasa Norte y líneas sísmicas 2D); un estudio de actualización a nivel Mesozoico incorporando los datos gravimétricos recién adquiridos, y un tercer estudio enfocado al Cenozoico. Asimismo, se contemplan cuatro estudios de evaluación de recursos prospectivos. La calendarización de los estudios se identifica en la figura 4 y el resumen de ellos se presenta en la tabla 2.

Nombre del estudio	Objetivos particulares	Alcances
Interpretación geológica-geofísica del Mesozoico	Definir mediante la interpretación sísmica el modelo estructural-estratigráfico de los <i>plays</i> principales del Mesozoico.	Definir los elementos del sistema petrolero para estimar la probabilidad de éxito geológico, recursos prospectivos e indicadores económicos del prospecto.
Interpretación geológica-geofísica del Cenozoico	Definir mediante la interpretación sísmica el modelo estructural-estratigráfico de los <i>plays</i> principales del Cenozoico.	Definir los elementos del sistema petrolero para estimar la probabilidad de éxito geológico, recursos prospectivos e indicadores económicos del prospecto.
Actualización e interpretación geológica-geofísica del Mesozoico	Ajustar el modelo geológico con la información sísmica reciente.	Actualizar el potencial petrolero de los <i>plays</i> del Mesozoico para posibles oportunidades localizaciones exploratorias identificadas.
Visualización y jerarquización de oportunidades exploratorias del Mesozoico	Identificar y jerarquizar las mejores oportunidades exploratorias Mesozoicas para documentarlas.	Evaluar el potencial petrolero de los <i>plays</i> identificados, definir las zonas con mayor interés exploratorio y jerarquizar las oportunidades y localizaciones Mesozoicas identificadas.
Evaluación y documentación de Oportunidades Exploratorias del Mesozoico	Evaluar y documentar técnica y económicamente oportunidades exploratorias	Evaluar los elementos del sistema petrolero para estimar la probabilidad de éxito geológico, recursos prospectivos e indicadores económicos de los prospectos, con la finalidad de ser perforada en un futuro.
Visualización y jerarquización de oportunidades exploratorias del Cenozoico	Identificar y jerarquizar las mejores Oportunidades Exploratorias Cenozoicas para documentarlas.	Evaluar el potencial petrolero de los <i>plays</i> identificados, definir las zonas con mayor interés exploratorio y jerarquizar las oportunidades y localizaciones Cenozoicas identificadas.
Evaluación y documentación de Oportunidades Exploratorias del Cenozoico	Evaluar y documentar técnica y económicamente oportunidades exploratorias	Evaluar los elementos del sistema petrolero para estimar la probabilidad de éxito geológico, recursos prospectivos e indicadores económicos de los prospectos, con la finalidad de ser perforada en un futuro.

Tabla 2. Programa de estudios exploratorios para ambos escenarios operativos.

III.3 Metas físicas e inversiones del Plan de Exploración

En función de lo señalado en este apartado, las actividades e inversiones a desarrollar de acuerdo a los escenarios operativos descritos, se resumen en la Tabla 3 y Tabla 4, las cuales corresponden con el PMT.

Actividades e inversiones	2018-2019	2020	2021	2022	2023	Total
Adquisición gravimétrica (FTG) (km ² /km) **	-	4,034	-	-	-	4,034
Reprocesado sísmico 2D PSTM (km)	192	-	-	-	-	192
Reprocesado sísmico 2D PSDM (km)	192	-	-	-	-	192
Reprocesado sísmico 3D PSTM (km ²) ***	392	-	-	-	-	392
Reprocesado sísmico 3D PSDM (km ²) ***	392	-	-	-	-	392
Estudios de interpretación sísmica	-	1	1	1	-	3
Estudios de evaluación de recursos prospectivos (núm)	-	-	-	2	2	4
Línea Base Ambiental	1	-	-	-	-	1
Evaluación de Impacto Social	1	-	-	-	-	1

5

*La sumatoria podría no coincidir por redondeo

**El área de cubrimiento es 4,034 km²/km, de los cuales se consideran 813.2 km²/km para contabilizar UT

***de los 392 km², 330 km² son de área imagen y 62 km² de buffer

Tabla 3. Actividades e inversiones del Plan (Escenario A)

Actividades e inversiones	2018-2019	2020	2021	2022	2023	Total
Adquisición gravimétrica (FTG) (km ² /km) **	-	4,034	-	-	-	4,034
Levantamiento y procesado sísmico 2D PSTM (km)	-	-	225	-	-	225
Reprocesado sísmico 2D PSDM (km)	-	-	225	-	-	225
Reprocesado sísmico 2D PSTM (km)	192	-	-	-	-	192
Reprocesado sísmico 2D PSDM (km)	192	-	-	-	-	192
Reprocesado sísmico 3D PSTM (km ²) ***	392	-	-	-	-	392
Reprocesado sísmico 3D PSDM (km ²) ***	392	-	-	-	-	392

EE

Actividades e inversiones	2018-2019	2020	2021	2022	2023	Total
Acondicionamiento de <i>gatherers</i> 3D (km ²)	-	-	-	330	-	330
Interpretación sísmica	-	1	1	1	-	3
Evaluación de recursos prospectivos (núm.)	-	-	-	2	2	4
Línea Base Ambiental	1	-	-	-	-	1
Evaluación de Impacto Social	1	-	-	-	-	1

6

*La sumatoria podría no coincidir por redondeo

**El área de cubrimiento es 4,034 km²/km, de los cuales se consideran 813.2 km²/km para contabilizar UT

***de los 392 km², 330 km² son de área imagen y 62 km² de *buffer*

Tabla 4. Actividades e inversiones del Plan (Escenario B)

III.4 Programa Mínimo de Trabajo

El compromiso adquirido por el Operador es el de realizar 2,133 Unidades de Trabajo (UT) como PMT en el Periodo Inicial de Exploración. La meta por alcanzar con el Plan propuesto por el Operador y conforme a su cómputo, es de 2,943 UT en el Escenario A y de 3,693.5 UT en el Escenario B, como se detalla en la Tabla 5. Con lo cual se identifica que, con la ejecución de cualquiera de los escenarios operativos del Plan, se daría cumplimiento amplio al PMT.

Actividades	Unidad	Cantidad	Unidades de Trabajo	Subtotal de UT
Adquisición gravimétrica (FTG)	(km ² /km)	813.2	2	1,626.4
Reprocesado sísmico 2D PSTM	km	192	0.50	96
Reprocesado sísmico 2D PSDM	km	192	0.50	96
Reprocesado sísmico 3D PSTM	km ²	330	1.25	412.5
Reprocesado sísmico 3D PSDM	km ²	330	1.25	412.5
Interpretación sísmica	Por Área Contractual	1	Por Área Contractual	100
Evaluación de recursos prospectivos	Por Área Contractual	1	Por Área Contractual	200
Total de UT a ejecutar:				2,943.4

Tabla 5. Actividades y UT estimadas para Escenario A.

EE

Actividades	Unidad	Cantidad	Unidades de Trabajo	Subtotal de UT
Adquisición gravimétrica (FTG)	(km ² /km)	813.2	2	1,626.4
Levantamiento y procesado sísmico 2D PSTM*	km	225	1.00	225
Reprocesado sísmico 2D PSDM*	km	225	0.50	112.5
Reprocesado sísmico 2D PSTM	km	192	0.50	96
Reprocesado sísmico 2D PSDM	km	192	0.50	96
Reprocesado sísmico 3D PSTM	km ²	330	1.25	412.5
Reprocesado sísmico 3D PSDM	km ²	330	1.25	412.5
Actividad adicional: acondicionamiento de <i>gathers</i> 3D*	km ²	330	1.25	412.5
Interpretación sísmica	Por Área Contractual	3	Por Área Contractual	100
Evaluación de recursos prospectivos	Por Área Contractual	4	Por Área Contractual	200
Total de UT a ejecutar:				3,693.4

*Actividades adicionales a las comprometidas en el Escenario A.

Tabla 6. Actividades y UT estimadas para el Escenario B.

Las actividades reflejadas en el presente apartado y documentadas por el Operador en el Plan podrán acreditar UT. Dicha acreditación por parte de la Comisión estará sujeta al cumplimiento total y suficiente de las actividades factibles de acreditar de UT, y únicamente en los términos definidos en el Anexo 5 del Contrato.

III.5 Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto.

En cumplimiento a las Cláusulas 10.1, 10.2, 12.1 y 12.2 del Contrato y al Anexo VII, apartado VI de los Lineamientos, el Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto asociados al Plan, fueron presentados por el Operador como Anexo al Plan.

FE

III.6 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles reservas a incorporar

En relación con los recursos prospectivos, el Operador presentó una estimación de [REDACTED] asociados a dos oportunidades exploratorias. En la tabla 7 se presentan los detalles de las estimaciones volumétricas.

7



8

Tabla 7. Recursos Prospectivos del Área Contractual

III.7 Análisis de Inversiones

Conforme lo establecido en el artículo 11 de los de los Lineamientos, así como en el numeral 2.III.7 Programa de inversiones del Anexo I Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos, los Planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos de los Contratos, entre otros, la selección de las Mejores Prácticas de la Industria.

Con base en ello, la Comisión elaboró el análisis económico correspondiente al Plan propuesto, cuyos resultados se presentan a continuación, y que considera los siguientes conceptos:

- a) Criterios y fuentes de información;
- b) Descripción de los Escenarios de Inversión;
- c) Descripción del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera;
- d) Resultados del análisis del Programa de Inversiones, y
- e) Opinión.

De esta manera, se da cumplimiento al mandato legal establecido.

a) Criterios y fuentes de información

Con base en el criterio de evaluación de las Mejores Prácticas de la Industria, las inversiones programadas se evalúan una a una comparando

28

cada costo respecto a un rango de referencia con el fin de determinar la consistencia entre los costos proyectados por el Operador y los precios de mercado.

Con el fin de determinar el rango de referencia aplicable en cada caso, es necesario seleccionar la mejor referencia de mercado disponible, conforme a las siguientes alternativas (figura 7):



Figura 7. Alternativas para determinar rango de referencia

De acuerdo con las alternativas presentadas en la figura 7, el rango de referencia para cada costo se selecciona considerando cualquiera de las siguientes opciones:

- i. una base de datos internacional. Si esta base cuenta con un precio de referencia se utiliza;
- ii. siempre que existan conceptos similares, comparar los costos presentados por el Operador con los costos de otros proyectos dictaminados por la Comisión e integrarlos al análisis;
- iii. consultar especialistas del sector a fin de tener un rango de precios de referencia. Si es posible establecer una referencia, se integra al análisis, o
- iv. solicitar justificación formal al Operador a fin de determinar la mejor referencia de precios de mercado.

Una vez que, con la mejor información disponible, se establece la referencia puntual de mercado, se construye un intervalo de confiabilidad respecto a dicha referencia. Lo anterior resulta en un rango de referencia que se establece caso por caso. Dicho rango o intervalo de confiabilidad se

establece con base en la recomendación de una compañía internacional especializada en costos, conforme al siguiente criterio:

- 1) El valor mínimo del rango se establece como un -10% respecto a la referencia puntual, y
- 2) El valor máximo del rango se establece como un +20% respecto a la referencia puntual.

b) Descripción de los Escenarios de Inversión

El Programa de Inversiones es consistente con la información 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 (Lineamientos de Costos de la SHCP), publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015, reformados el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016.

El Operador ha presentado dos potenciales escenarios de inversión: Escenario A (Base) y Escenario B (Base + Adicional); donde el Escenario B (Base + Adicional) considera inversiones referentes a las actividades del Escenario A (Base), más las asociadas a actividades adicionales y opcionales. En ambos escenarios, las inversiones darían cumplimiento a los compromisos de trabajo adquiridos en el Contrato.

c) Descripción del Programa de Inversiones por Subactividad Petrolera;

i) Escenario de Inversión A (Base)

Como parte del Escenario A, el Operador contempla erogar montos asociados a las Sub-actividades Petroleras: General, Geofísica, Geología y Seguridad, Salud y Medio Ambiente; contemplados en la Actividad Petrolera: Exploración. El monto considerado para la ejecución del Plan es de [REDACTED] y se distribuye conforme a la figura 8 y tabla 8.

⁹ Dólares de los Estados Unidos.

10

11

- a. Las cifras pueden no coincidir por redondeo.
- b. Considera las inversiones a partir de la fecha efectiva (junio de 2018), hasta diciembre de 2019.
- c. El Período Inicial de Exploración tendría una duración de hasta cuatro años después de aprobado el Plan de Exploración.

Tabla 8. Escenario A: Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera

ii) Escenario de Inversión B (Base + Adicional)

Como parte del Escenario B, el Operador contempla erogar montos asociados a las Sub-actividades Petroleras: General, Geofísica, Geología y Seguridad, Salud y Medio Ambiente; contemplados en la Actividad Petrolera: Exploración. El monto considerado para la ejecución del Plan es de [REDACTED] y se distribuye conforme a la figura 9 y tabla 9. 12

² Millones de dólares de los Estados Unidos.

13

14

- a. Las cifras pueden no coincidir por redondeo.
- b. Considera las inversiones a partir de la fecha efectiva (junio de 2018), hasta diciembre de 2019.
- c. El Período Inicial de Exploración tendría una duración de hasta cuatro años después de aprobado el Plan de Exploración.

Tabla 9. Escenario B: Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera

d) Resultados del análisis del Programa de Inversiones

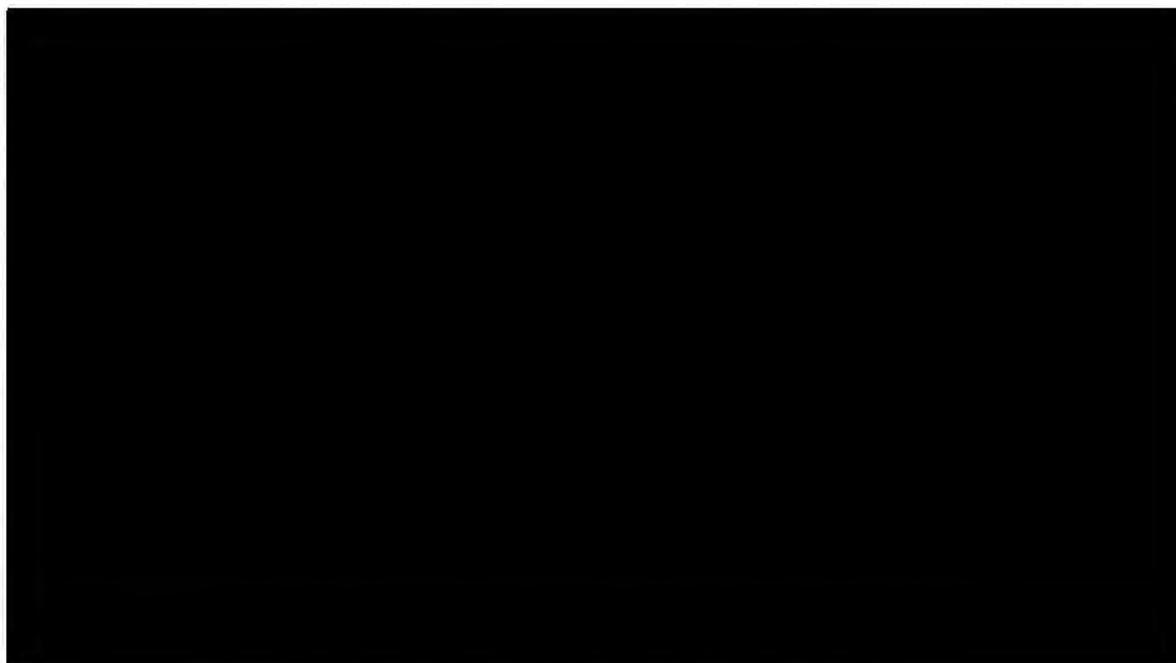
De conformidad con lo establecido en el apartado *a) Criterios y Fuentes de Información*, fueron estimados los rangos de referencia por Sub-actividad Petrolera acorde a las actividades (y sus inversiones asociadas) propuestas por el Operador. El resultado de este análisis se muestra en la figura 10 (Escenario A) y figura 11 (Escenario B), a continuación.

ZE



15

Figura 10. Escenario A: Rangos de referencia de costos por Subactividad Petrolera (montos en MMUSD)



16

Figura 11. Escenario B: Rangos de referencia de costos por Subactividad Petrolera (montos en MMUSD)

e) Opinión

De conformidad con el análisis anterior y una vez corroborado que toda actividad propuesta para su ejecución cuenta con un monto asociado, se

ZE

concluye que la información económica presentada por el Operador es consistente con las actividades propuestas y cumple con lo establecido en los Lineamientos de Costos de la SHCP.

En tal virtud, la opinión de esta Comisión es favorable respecto a la aprobación del Plan, en los términos económicos presentados por el Operador.

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

De acuerdo con las actividades del Plan del Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estaría basada en la medición de los avances físicos (realizado vs programado) de este Plan, en relación con los siguientes conceptos:

- Programa de adquisición y/o procesado de información geofísica: sísmica y métodos potenciales;
- Estudios exploratorios;
- Recursos prospectivos;
- Seguimiento de contenido nacional y capacitación y transferencia de tecnología;
- PMT, y
- Programa de Inversiones

V. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN

Respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, la Secretaría de Economía informó a esta Comisión mediante oficio UCN.430.2019.0358 recibido el 2 de julio de 2019, que *"con base en la información presentada, esta Unidad considera plausible que se cumpla con las obligaciones de en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato; en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto*

al Plan de Exploración presentado por **PEMEX** para el Contrato **CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018**.

Asimismo, esta Unidad estima conveniente recomendar que: i) revise el porcentaje de contenido nacional para el Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018, ya que se considera que es difícil de alcanzar tomando en cuenta la base de datos histórico de contenido nacional, en áreas similares y; ii) dentro de los conceptos que componen las actividades petroleras desglosadas en el Programa de Inversiones, se incluyan actividades encaminada a detonar el desarrollo de tecnología y capital humano en los centros de investigación científica, universidades, empresas productivas del Estado y demás centros relacionados con el sector energético en el territorio nacional y, en particular en los nodos regionales donde tenga operación **PEMEX** para el Contrato **CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018**".

Asimismo, en relación con el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, acorde con lo establecido en las Cláusulas 20.3 y 20.5 del Contrato, la Secretaría de Economía comunicó mediante oficio UCN.430.2019.350, recibido en la Comisión el 26 de junio de 2019 lo siguiente:

"...que esta Unidad tiene una opinión **favorable** de la información presentada en relación al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología propuesto para el Contrato CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018, debido a lo siguiente:

- Se identifican las tecnologías a adoptar, innovar, asimilar, investigar o desarrollar; así como las áreas de formación de recursos humanos nacionales que contribuyen al cierre de brechas tecnológicas o de capacidades de los recursos humanos nacionales de las empresas.
- Se asegura que dichas tecnologías o áreas de formación están relacionadas con las características del campo y las etapas de exploración del Contrato, de tal manera que éstas impactan positivamente en el estado tecnológico y de las capacidades del capital humano mexicano involucrado.
- Se promueven acuerdos formales y la participación de las instituciones dedicadas a la innovación, el desarrollo y la modernización tecnológica del país.

2E

- Se incluyen propuestas de reportes periódicos para el seguimiento del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología e indicadores de cumplimiento y desempeño, así como un cronograma general de actividades que abarcan las etapas del Plan de Exploración.

Por otra parte, y con el objeto de que esta Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, cuente con elementos suficientes para dar seguimiento al programa de capacitación y transferencia tecnológica, o a posibles actualizaciones, se sugiere a Pemex Exploración y Producción empresa productiva del Estado; considere incluir lo siguiente:

- Actualizar y formalizar sus acuerdos con: el Instituto Politécnico Nacional, Universidad Autónoma de Campeche, Universidad Autónoma del Carmen, Universidad Autónoma de Nuevo León y el Centro de Estudios Superiores Isla del Carmen, ya que se encuentran sin vigencia.
- Que, en lo sucesivo, se establezca de manera pormenorizada un programa de trabajo que contenga actividades encaminadas a detonar el desarrollo de tecnología y capital humano en los centros de investigación científica, universidades, empresas productivas del Estado y demás centros relacionados con el sector energético en el territorio nacional y, en particular, en los nodos regionales donde tenga operación Pemex Exploración y Producción empresa productiva del Estado.
- Considerar la inclusión de seminarios, cursos, talleres, entre otros, relacionados con temas sociales y ambientales, concernientes con metodologías o procesos establecidos por organismos internacionales, por ejemplo, aquellas relacionadas con el logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (Acuerdo de Colaboración entre el Pacto Mundial México de las Naciones Unidas, Sector Privado y Gobierno Federal, como parte de los compromisos con los objetivos de desarrollo sostenible de la agenda 2030 de la Organización de las Naciones Unidas) u otros.
- Incluir el monto propuesto a invertir en el programa de capacitación y de transferencia de tecnología y precisar el porcentaje que representa respecto a los [REDACTED] de USD en ¹⁷ el escenario A o en su caso [REDACTED] de USD para el escenario ¹⁸ B que representan la propuesta de monto total de inversión que se ejecutará en el Plan de Exploración asociado al Contrato CNH-R03-

L01-G-TMV-04/2018; y de esta manera aprovechar la oportunidad de impulsar el conocimiento y las capacidades técnicas del personal mexicano involucrado en las actividades asociadas al Plan de Exploración del Contrato mencionado, tomando en cuenta el monto de inversión considerable presupuestado para el Plan de Exploración.

Sin perjuicio de lo anterior, que Pemex Exploración y Producción empresa productiva del Estado; deberá informar a esta Unidad las actividades que llevará a cabo para la implementación de dicho Programa, a fin de que este corresponda a las etapas de ejecución del Plan de Exploración de referencia." [sic]

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, la ASEA informó a esta Comisión mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0675/2018, recibido en la Comisión el 22 de junio de 2018 que, "La Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos, ingresó el 18 de julio de 2016, la solicitud de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y de la Clave Única de Registro del regulado (CURR). El 09 de agosto de 2016, esta AGENCIA asignó a la Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos la Clave Única de Registro del regulado: ASEA-PEM16001C." Lo anterior en relación con lo establecido en la Cláusula 4.1 del Contrato.

Cabe señalar que por Acuerdo CNH.E.07.001/18 el Órgano de Gobierno emitió el Criterio de Interpretación Administrativa que armoniza el contenido de los artículos 13, primer párrafo y 33, fracción V de los Lineamientos, en el cual se establece que basta con que los Operadores Petroleros acrediten haber iniciado el procedimiento respectivo ante ASEA, con lo cual se daría por atendido el requisito contenido en el artículo 33, fracción V de los Lineamientos en cuanto a que el dictamen técnico final incluya un programa de administración de riesgos aprobado.

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos, procura materializar el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, motivo por el cual se contempla la emisión de la presente Resolución sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.

VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PLAN DE EXPLORACIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO.

VI.1 Consideraciones

De la revisión y análisis realizado a la información proporcionada por el Operador en los apartados que anteceden, se advierte que las actividades programadas permitirán consolidar nuevo conocimiento geológico del subsuelo, a través la ejecución de estudios exploratorios y la adquisición y procesado de información geofísica: sísmica y métodos potenciales, acorde con los objetivos planteados por el Operador.

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

- **Observancia de las Mejores Prácticas.** La Comisión advierte que la secuencia de actividades propuestas en el Plan es acorde a las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional para la evaluación del potencial petrolero, lo cual involucra la adquisición y procesado de información geofísica: sísmica y métodos potenciales, y estudios exploratorios. Lo anterior, en relación con la cadena de valor del proceso exploratorio.
- **Incorporación de reservas.** Para este rubro, se advierte que el Plan no prevé la incorporación de reservas, debido a que, en este Periodo Inicial de Exploración no planea la perforación de prospectos. Esto debido a que el Área Contractual se encuentra en una fase inicial de exploración. Por lo que, para estar en condiciones de perforar algún pozo, se debe reducir el riesgo geológico mediante un adecuado análisis del sistema petrolero. Sin embargo, la ejecución del Plan propuesto por el Operador permitirá obtener una selección de prospectos factibles de perforar, que pudieran derivar en la eventual incorporación de reservas. Por lo anterior, se advierte que no es aplicable la evaluación de la incorporación de reservas a la que hace referencia el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos.
- **Delimitación del área.** La delimitación asociada a descubrimientos no es posible en esta fase de la exploración. Sin embargo, los trabajos a realizar permitirían una adecuada evaluación del potencial petrolero, lo que sentaría las bases para un planear la comprobación de yacimientos, que finalmente, serían factibles de delimitar. Por lo anterior, se advierte

que actualmente no hay materia para considerar en el Plan actividades para la delimitación del área a la que se refiere el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos.

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

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.** Del conjunto de actividades propuestas en el Plan, y en el supuesto de la ejecución de las mismas, se identifica que la secuencia operativa permitirá generar un avance sustantivo en el proceso exploratorio, toda vez que mediante la integración y correlación de los resultados derivados de los estudios exploratorios, adquisición y procesamiento de información geofísica: sísmica y métodos potenciales, se dispondrá de un mayor entendimiento del subsuelo, lo que permitirá identificar los elementos de riesgo e incertidumbre geológica y evaluar el potencial petrolero con un sustento técnico más consolidado en el Área Contractual.
- **La utilización de la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.** En relación con el Plan propuesto, la Comisión concluye que, en los estudios a realizar resalta la aplicación de metodologías, tecnologías y algoritmos de última generación en el procesamiento de información sísmica definidos en el Plan, así como en la adquisición métodos potenciales, cuya aplicación resultaría adecuada para mejorar considerablemente la calidad de la imagen sísmica en la compleja geología predominante en el área. Con lo cual se advierte que, la propuesta de la tecnología a utilizar es acorde con las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional.
- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.** 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, éstas fomentarían el desarrollo exploratorio, acorde con la naturaleza geológica del Área Contractual, toda vez que, la evaluación del potencial petrolero en *plays* cenozoicos y mesozoicos, derivaría en la generación de una cartera de prospectos en el Área Contractual.

VI.1.3 Cumplimiento del artículo 8, fracción I de los Lineamientos.

- **Actividades programadas conforme al área a explorar.** De las actividades propuestas en el Plan, en un contexto exploratorio, se

concluye que éstas se justifican en función de las características geológicas del área. La estrategia exploratoria consiste en evaluar el potencial petrolero de los *plays* establecidos cenozoicos y mesozoicos en el Área Contractual y la ejecución de 7 estudios exploratorios. En este sentido la Comisión identifica que la ejecución de las actividades propuestas y los tiempos programados, resultan adecuadas en términos técnicos con la estrategia exploratoria y la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra el Área Contractual, ya que permitirían acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero.

- **Las consideraciones para la evaluación del potencial petrolero o incorporación de reservas o para la caracterización y delimitación.** En función de la estrategia exploratoria, así como los tiempos programados para la ejecución del Plan, esta Comisión identifica que las actividades propuestas en relación con los tiempos programados resultan adecuadas en términos técnicos con la estrategia exploratoria y la etapa del proceso exploratorio en la que se encuentra. Cabe señalar, que el enfoque del reprocesado sísmico, métodos potenciales y los estudios exploratorios están orientados hacia la evaluación del potencial petrolero en el Área Contractual. Por lo anterior, se advierte que las actividades propuestas en el Plan para el Período Inicial de Exploración resultan congruentes con la estrategia exploratoria planteada

- **La tecnología a utilizar.** El conjunto de estudios y actividades exploratorias implican el uso de tecnologías acordes con los objetivos del Plan propuesto, al respecto la Comisión concluye que, resalta la aplicación de metodologías, tecnologías y algoritmos de última generación en el procesado de información sísmica definidos en el Plan, cuya aplicación resultaría adecuada para mejorar considerablemente la calidad de la imagen sísmica. Con lo cual se advierte que, la propuesta de la tecnología a utilizar es acorde con las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional.

- **Las inversiones Programadas.** Al respecto, se advierte que el Operador presentó el Programa de Inversiones, mismo que contempla un monto para el Período Inicial de Exploración de [REDACTED] asociados a la ejecución del Escenario A y de [REDACTED] para el Escenario B, como se detalla en el Apartado III.7 del presente dictamen, el cual es consistente con la información correspondiente al Presupuesto del Programa de Trabajo.

VI.2 DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable la aprobación del

Plan para el Período Inicial de Exploración, presentado por Pemex Exploración y Producción, correspondiente al Contrato No. CNH-R03-L01-G-TMV-04/2018, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con los artículos 7, fracciones I, IV y VI, y 8, fracción I, incisos a), b), d) y e) de los Lineamientos, 39 fracciones I, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, éstas actividades permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico del Área Contractual, cumpliendo con lo establecido en el artículo 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos, las Cláusulas 4.1, 4.2 y el Anexo 5 del Contrato.

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 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Asimismo, es necesario precisar que una vez que el Operador cuente con los elementos necesarios que le permitan definir el Escenario operativo a ejecutar al amparo del Plan aprobado por la Comisión, deberá hacerlo del conocimiento de este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética.

Finalmente, el presente dictamen considera la observancia de las Mejores Prácticas de la industria a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y la Cláusula 4.1 y Anexo 5 del Contrato.

Elaboró



Ing. Héctor Martínez Lima
Director de Planes de
Exploración de Contratos

Validó



Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez
Director General 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 y su Supervisión, 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.”