



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen del Plan de Exploración

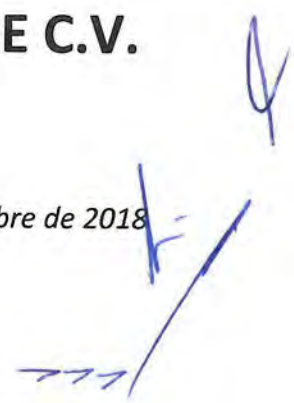
Contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017

Área Contractual 6

Operador:

PC CARIGALI MEXICO OPERATIONS, S.A. DE C.V.

Noviembre de 2018

A handwritten signature in blue ink is written over the date. The signature is stylized and appears to be 'F. J. ...'. To the right of the signature, there is a large blue number '4'.

Contenido

| | | |
|---------|--|----|
| I. | DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO. | 3 |
| I.1. | DATOS DEL CONTRATISTA | 3 |
| I.2. | DATOS DEL CONTRATO | 3 |
| I.3. | DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL | 4 |
| II. | RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN | 5 |
| III. | CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO | 6 |
| III.1. | RESEÑA DE ACTIVIDADES EXPLORATORIAS REALIZADAS EN EL ÁREA CONTRACTUAL | 7 |
| III.2 | ACTIVIDADES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN | 7 |
| III.2.1 | ADQUISICIÓN Y/O PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN GEOFÍSICA | 10 |
| III.2.2 | REPROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN DE INFORMACIÓN SÍSMICA 3D | 13 |
| III.2.3 | ESTUDIOS EXPLORATORIOS | 15 |
| III.2.4 | PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS | 19 |
| III.2.5 | ABANDONO TEMPORAL DE LOS POZOS | 23 |
| III.3 | METAS FÍSICAS E INVERSIONES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN | 23 |
| III.4 | PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO | 25 |
| III.5 | PRIMER PROGRAMA DE TRABAJO Y PRIMER PRESUPUESTO. | 27 |
| III.6 | RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RESERVAS A INCORPORAR | 27 |
| III.7 | ANÁLISIS ECONÓMICO | 28 |
| | PROGRAMA DE INVERSIONES | 28 |
| I. | CRITERIOS Y FUENTES DE INFORMACIÓN | 29 |
| II | DESCRIPCIÓN DE LAS INVERSIONES PROGRAMADAS | 30 |
| III. | ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE INVERSIONES | 33 |
| IV. | MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN | 34 |
| V. | PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN | 34 |
| VI. | TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PLAN DE EXPLORACIÓN. | 36 |
| VI.1 | CONSIDERACIONES | 36 |
| VI.1.1 | CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS. | 36 |
| VI.1.2 | CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA. | 37 |
| VI.1.3 | CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN I DE LOS LINEAMIENTOS. | 39 |
| VI.2 | DICTAMEN TÉCNICO | 41 |

El presente dictamen se refiere al Plan de Exploración (en adelante, Plan) del contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017 (en adelante, Contrato), presentado por PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. (en adelante, Operador) para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) en cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, para el Área Contractual 6 de las Cuencas del Sureste (en adelante, Área Contractual) mediante escrito recibido en esta Comisión el 26 de marzo de 2018, así como el alcance recibido el 31 de octubre de 2018.

I. Datos generales del Contratista, así como términos y condiciones del Contrato.

I.1. Datos del Contratista

El Contratista es el consorcio formado por PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. y ECP Hidrocarburos Mexico, S.A. de C.V.

Las personas morales PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V., representada por Emeliana Dallan Rice Oxley, ECP Hidrocarburos Mexico, S.A. de C.V., representada por Felipe Bayón Pardo, son entes jurídicos y con personalidad jurídica propia de conformidad con las leyes mexicanas. La empresa PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. (en adelante, Operador) fue designada como Operador del Contrato de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato. La

I.2. Datos del Contrato

El Contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida en aguas someras, se celebró el 25 de septiembre de 2017 entre la Comisión y las personas morales citadas. La vigencia del Contrato es de 30 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que, por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de la vigencia del Contrato, incluyendo, sin limitar las relativas al abandono y a la indemnización, conforme a la cláusula 3.1 del citado Contrato.

El Periodo Inicial de Exploración tiene una duración de hasta 4 años a partir de la aprobación del Plan. En dicho periodo, el Contratista estará obligado a concluir al menos el Programa Mínimo de Trabajo, es decir, 1,700 Unidades de Trabajo (en adelante, UT) establecidas como Programa Mínimo de Trabajo, con un incremento en el Programa Mínimo de 30,200 UT (equivalente a un pozo). Lo anterior conforme a las Cláusulas 4.2. y Anexo 5 del Contrato.

I.3. Datos del Área Contractual

El Área Contractual, se localiza en la provincia geológica Salina del Istmo, en la porción marina de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, aproximadamente a 20 km frente del litoral del Estado de Veracruz (Figura 1). Cubre una superficie aproximada de 559.284 km², con tirantes de agua entre 20 y 80 m. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 1.

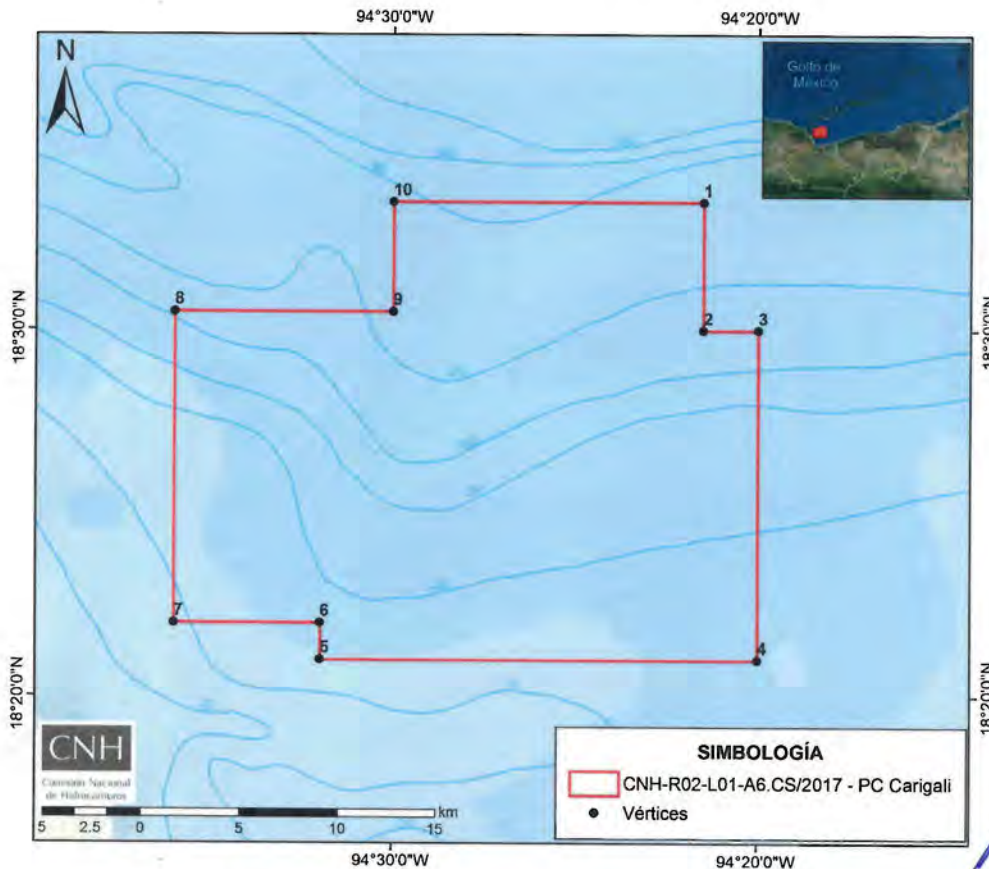


Figura 1. Polígono del Área Contractual.

| Vértices | Longitud Oeste | Latitud Norte |
|----------|----------------|---------------|
| 1 | 94° 21' 30" | 18° 33' 30" |
| 2 | 94° 21' 30" | 18° 30' 00" |
| 3 | 94° 20' 00" | 18° 30' 00" |
| 4 | 94° 20' 00" | 18° 21' 00" |
| 5 | 94° 32' 00" | 18° 21' 00" |
| 6 | 94° 32' 00" | 18° 22' 00" |
| 7 | 94° 36' 00" | 18° 22' 00" |
| 8 | 94° 36' 00" | 18° 30' 30" |
| 9 | 94° 30' 00" | 18° 30' 30" |
| 10 | 94° 30' 00" | 18° 33' 30" |

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.

Las actividades amparadas en el Contrato están consideradas sin restricciones de profundidad, por lo tanto, pueden realizarse en toda la columna geológica dentro del Área Contractual.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

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 Estadística y Evaluación Económica (en adelante, DGEEE), ambas de la Comisión. Además, la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) llevó a cabo la evaluación del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional y del programa de transferencia de tecnología y capacitación, 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 a al Plan presentado por el Operador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.019/2018 de la DGDE de la Comisión.

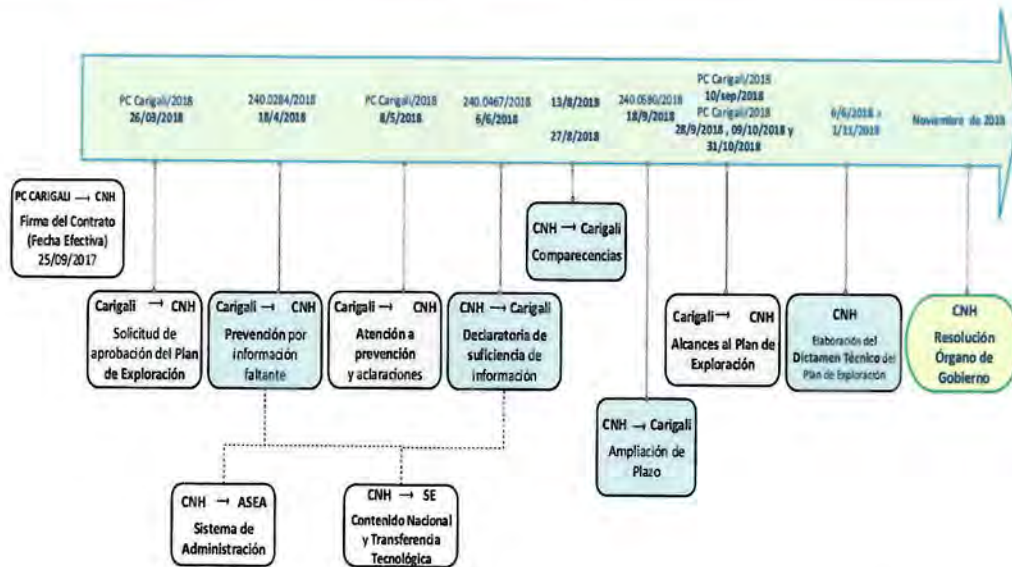


Figura 2. Proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución del Plan de Exploración.

III. Criterios de evaluación utilizados y aplicados en el dictamen técnico

Se evaluó 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 a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos.

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), 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 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 y en atención a los elementos establecidos en la Cláusula 4.1 del Contrato y los artículos 15 y 16 de los

Lineamientos, cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, III, IV y VI, 8, fracción I, incisos a), b), c), d) y e), y el Anexo I de los Lineamientos. Adicionalmente, la Comisión para el ejercicio de sus funciones consideró lo establecido en el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y las Cláusulas 4.1, 4.2 y 15.2 del Contrato como las bases que deben contener los proyectos.

III.1. Reseña de actividades exploratorias realizadas en el Área Contractual

La actividad exploratoria histórica en esta Área se basa principalmente en la adquisición de datos sísmicos 2D dentro del Área Contractual misma que corresponde a 5 estudios que se identifican con los siguientes nombres: Coatzacoalcos Frontera (1970), Marbella *Subsalt* (1995), Coatzacoalcos 2D (1996), Catemaco (1996) y Transecto Tares (2007), en cuanto a la adquisición de datos sísmicos 3D, se tienen identificados 3 estudios en el Área Contractual que corresponden a: Tucoo 3D, Coatzacoalcos 3D y Veracruz Marino 3D de los años 1999, 2000 y 2013, respectivamente, que en conjunto cubren gran parte del área. Además, en cuanto a perforación de pozos, se precisa que el pozo Tonatiuh-1 está dentro del Área Contractual, perforado en el año 2005 y cuyo resultado fue no productivo invadido de agua salada.

El Operador informa que recientemente ha realizado estudios de gabinete que han coadyuvado a determinar el potencial petrolero en el Área Contractual, tales son los que se enlistan a continuación:

- Interpretación sísmica a escala de bloque de depósitos y prospectos clave.
- Modelado de sistema petrolero.
- Análisis volumétrico y económico para evaluar los prospectos en el Área Contractual.

III.2 Actividades del Plan de Exploración

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, artículos 7, fracciones I, III, IV y VI, y 8 fracción I, incisos a), b), c), 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, específicamente en la etapa de la evaluación del potencial petrolero. Lo cual se identifica acorde con la primera etapa de la cadena de valor a las que hace referencia el artículo 15 de los Lineamientos.

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

1. Adquisición y/o reprocesamiento e interpretación sísmica;
2. Estudios exploratorios; y
3. Perforación de prospectos exploratorios

De lo anterior, resulta necesario señalar que el Operador plantea dos posibles escenarios Escenario 1 y Escenario 2: integrados por diversas actividades que conforman el Plan, incorporando estudios y diferente área de adquisición y reprocesamiento sísmico marino para cada escenario, con la finalidad de proporcionar flexibilidad y permitir cambios en los requisitos operacionales, supeditados a los resultados que vaya obteniendo el Operador.

Es preciso mencionar que los resultados del reprocesamiento sísmico 3D (parciales y totales) proveniente de la fusión de los volúmenes sísmicos previos en conjunto con los resultados de la interpretación sísmica, serán el detonante que el Operador declara para optar del Escenario 1 al Escenario 2, además de ser una base técnica sólida que le permitiría tener imágenes sísmicas de mayor calidad y nitidez que disminuyan la incertidumbre exploratoria, se basarán también con los resultados operacionales y comerciales que llegaran a tener, ambos Escenarios cumplirían con lo establecido en el Contrato.

Derivado de lo anterior, se presentan dos cronogramas de actividades correspondientes al Escenario 1 (Figura 3) y al Escenario 2 (Figura 4) que fueron

analizados, identificando una secuencia de actividades acorde a los objetivos del Plan para los dos escenarios, para la adecuada evaluación del potencial petrolero y en cumplimiento del objetivo del Plan para el Periodo Inicial de Exploración.

| Estudios exploratorios y Reprocesamiento de sísmica 3D | 2017 | | 2018 | | | | 2019 | | | | 2020 | | | | 2021 | | | | 2022 | | | | |
|--|------|----|------|----|----|----|------|----|----|----|------|----|----|----|------|----|----|----|------|----|----|----|--|
| | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | |
| Interpretación Sísmica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bioestratigrafía | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis de Sello de Falla | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modelos de Físicas de Rocas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AVO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Presión del Poro | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Geología Estructural | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bioestratigrafía | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis Prospectivo de Área Contractual | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis de núcleo y cortes post-pozo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reprocesamiento de la sísmica 3D | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

*La perforación del prospecto exploratorio se considera del año 2019-2021

Figura 3. Cronograma de actividades integrado del Plan de Exploración, escenario 1.
Fuente: CNH con información del Operador

| Estudios Exploratorios y Reprocesamiento de Sísmica 3D | 2017 | | 2018 | | | | 2019 | | | | 2020 | | | | 2021 | | | | 2022 | | | | |
|--|------|----|------|----|----|----|------|----|----|----|------|----|----|----|------|----|----|----|------|----|----|----|--|
| | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | T1 | T2 | T3 | T4 | |
| Interpretación Sísmica | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bioestratigrafía | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis de Sello de Falla | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modelos de Físicas de Rocas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AVO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Presión del Poro | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Geología Estructural | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis Prospectivo de Área Contractual | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Análisis de núcleo y cortes post-pozo | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Reprocesamiento de la sísmica 3D | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Modelado de Sistemas Petroleros | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fuente para hundir & estudio analógico | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Adquisición sísmica 3D (tentativo)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

*La perforación del prospecto exploratorio se considera del año 2019-2021

**La adquisición sísmica 3D incluiría la Operación y el procesamiento hasta la etapa final.

Figura 4. Cronograma de actividades integrado del Plan de Exploración, escenario 2.
Fuente: CNH con información del Operador

4
F
→→→

Mediante la ejecución del total de las actividades contempladas en Escenario 1 o Escenario 2, el Operador podría alcanzar el objetivo planteado en la evaluación del potencial petrolero del Área Contractual, lo cual permitiría maximizar su valor al término del Periodo Inicial de Exploración, con miras a probar el potencial petrolero y una posible incorporación de reservas en el mediano plazo.

Se detalla que El Escenario 1 estaría integrado por 9 estudios exploratorios, 1 reprocesamiento sísmico de datos existentes con una migración PSDM (1,118.568 km² aproximadamente) y la perforación de 1 prospecto exploratorio. El Escenario 2 estaría supeditado a los resultados del reprocesamiento sísmico en conjunto con la interpretación sísmica y se integraría por: 11 estudios exploratorios, 1 reprocesamiento sísmico de datos existentes con una migración PSDM (1,118.568 km² aproximadamente), la perforación de 1 prospecto exploratorio, la adquisición y procesamiento de sísmica marina 3D como mínimo de 480 km² y máximo de 900km².

Adicionalmente, y en relación con las Mejores Prácticas de la Industria, se advierte que el flujo de trabajo propuesto, dentro de la cadena de valor del proceso exploratorio a las que hace referencia el artículo 15 de los Lineamientos, abarca la etapa de la Evaluación del Potencial Petrolero, lo cual se identifica acorde con las características geológicas, en relación con el estado actual de la Exploración del Área Contractual.

Las actividades contempladas en el Plan están proyectadas para ejecutarse en un periodo de hasta 4 años tal y como lo establece la Cláusula 4.2 del Contrato, por lo que el Operador deberá ajustar su cronograma de actividades dentro de la vigencia del Periodo Inicial de Exploración.

III.2.1 Adquisición y/o procesamiento de información geofísica

La adquisición y procesamiento de sísmica 3D tiene como objetivo obtener imágenes del subsuelo mediante el uso de tecnología moderna y de mayor precisión para obtener un conjunto de datos que cubran la mayor parte del Área Contractual, de acuerdo con el Operador esta actividad operativa la establece para el Escenario 2, debido a que la ejecución de dicha actividad estaría supeditada de los resultados

que obtendría de los estudios exploratorios, interpretación y reprocesamiento de información sísmica 3D. Con base en lo anterior el Operador propone un proyecto que lo denomina: Adquisición de Sísmica 3D Layking, que podría ejecutarse mediante la configuración de adquisición tipo NAz (azimut estrecho), MAz (multi azimut) o WAz (azimut ancho), por lo que, presenta una posible configuración de adquisición sísmica y secuencia de procesamiento sísmico posible, dicha actividad estaría únicamente en el Escenario 2, misma que quedaría a consideración por parte del Operador en su momento.

Se precisa que con los datos sísmicos tridimensionales reprocesados, se utilizarían para mapear el Área, con los nuevos datos sísmicos y las interpretaciones de los horizontes se proporcionará información para calibración de modelos y estudios geológicos y geofísicos destinados a reducir el riesgo exploratorio, mostrando así la efectividad de las trampas, con el objetivo de mitigar el riesgo en la etapa exploratoria que es la evaluación del potencial petrolero, el Operador informa que debido a lo anterior será tomada la decisión de optar por el Escenario 2, en su momento, mismo que con la información y resultados que se obtengan con la Adquisición sísmica marina 3D, serán de gran valor para poder definir con mayor certeza la posición final del prospecto exploratorio. La Adquisición Sísmica Layking sería aproximadamente de 3 a 8 semanas operacionales aproximadamente y podría alcanzar hasta 42 semanas adicionales, aproximadamente, a fin de contar con el producto final que sería migración en tiempo y profundidad, PSTM y PSDM, correspondientemente.

Cabe mencionar que el Operador aclara que la Adquisición sísmica marina establecida a realizarse en el Escenario 2, en su caso, dependerá de los resultados del reprocesamiento, calibración, actualización e interpretación de la información sísmica existente en el Área Contractual, que en conjunto serían mejores imágenes y mejores modelos para determinar la complejidad estructural del subsuelo, por lo que el Operador considera que la cobertura de la adquisición podría variar entre 480 km² a 900 km². Los posibles parámetros de adquisición sísmica se encuentran detallados en el numeral *III.4.1.6.2 Parámetros de adquisición y procesamiento del*

Plan. El Operador considera para el Escenario 2, el procesamiento de información sísmica proveniente de la adquisición de sísmica marina 3D mencionada en el numeral *III.2.1. de este Dictamen* y descrito en el numeral *III.4.1.6.2 Parámetros de adquisición y procesamiento* del Plan, que podrían oscilar entre 480 km² a 900 km² de sísmica 3D como se representa en la Figura 5.

Se advierte que para la comercialización de los resultados derivados del reprocesamiento sísmico y adquisición sísmica limitado al Área Contractual, el Operador deberá atender a los artículos 5, 26, 27, 40, 42 y 43 de las Disposiciones de ARES.

Se advierte también que, en referencia a la comercialización de los resultados derivados del reprocesamiento sísmico y adquisición sísmica fuera de los límites del Área Contractual, el Operador deberá solicitar la autorización correspondiente en términos de los artículos 4, 16, 29, 40, 42 y 43 de las Disposiciones de ARES. Lo anterior sin detrimento del cumplimiento de las demás obligaciones que deba atender en materia de Reconocimiento y Exploración Superficial.

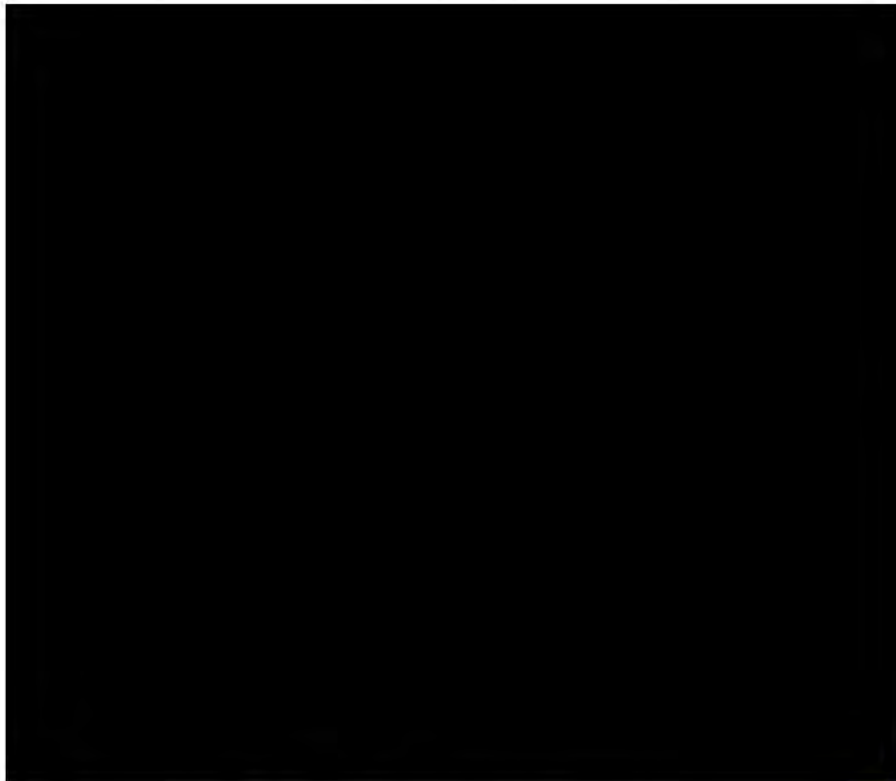


Figura 5. Proyecto Layking 3D NAz.

Handwritten blue ink marks: a vertical line, the letter 'F', a vertical line with a hook, and three horizontal lines.

III.2.2 Reprocesamiento e interpretación de información sísmica 3D

El objetivo de la actividad de reprocesamiento de datos sísmicos consiste en conseguir imágenes sísmicas de mayor nitidez de los niveles estratigráficos del Mioceno y Oligoceno, así como intentar la visualización a estructuras y eventos a nivel Mesozoico, tratando de cubrir el mayor porcentaje del Área Contractual. Los parámetros de adquisición de datos a detalle se encuentran en el numeral *III.4.1.6.1 Parámetros de adquisición y procesamiento del Plan*.

El proyecto de reprocesamiento que plantea el Operador, considerado a realizarse ya sea en el Escenario 1 o Escenario 2 sin estar sujeto a ninguna actividad previa, consiste en la fusión de datos existentes que corresponden a los estudios NAz (Azimut estrecho) de Tucoo 3D, Coatzacoalcos 3D y Veracruz 3D, y en conjunto podrían alcanzar un área de 1,378 km² misma que el Operador lo nombra como: Reprocesamiento Tucoo 3D NAz, de los cuales únicamente 480 km² están dentro del Área Contractual.

El Operador informa que, para la contabilización de Unidades de Trabajo para la actividad, tomará en cuenta el área correspondiente al 200% de reprocesamiento del área Contractual, que sería un área de hasta 1,118.568 km² aproximadamente, es decir la superposición o apilamiento de dos veces el Área Contractual o el Área Contractual más una extensión de la superficie de la misma área, Figura 6.

Se advierte que, en referencia al Área Contractual a reprocesar, el Operador deberá de atender las DISPOSICIONES administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos (en adelante, ARES), particularmente a los Artículos 16, 26, 27, 30, 33 así como los demás que resulten aplicables.

El Operador llevará a cabo un proyecto de reprocesamiento sísmico en casi la totalidad del Área Contractual (Figura 6) considerando el Escenario 1 o Escenario 2, y adicionalmente uno proyecto de procesamiento sísmico únicamente considerando el Escenario 2. Para ambos proyectos se utilizará una serie de flujos de trabajo de procesamiento y algoritmos los cuales han sido planeados como posibles productos finales a entregar:

- 1). Migración en profundidad pre-apilada TTI (*Tilted Transverse Isotropic*) usando Kirchhoff PSDM, para la predicción del yacimiento mediante la interpretación de amplitudes, con el objetivo de proveer una imagen mejorada preservando la amplitud para la exploración de objetivos estratigráficos por encima o debajo de la sal y produciendo datos de salida para estudios especiales AVO.
- 2). Migración en profundidad pre-apilada TTI (*Tilted Transverse Isotropic*) usando RTM (migración en tiempo inverso) PSDM, con el objetivo de mejorar la imagen estructural para la exploración de objetivos estratigráficos debajo o encima de la sal y algoritmos de tomografía para el análisis de velocidad.
- 3). Migración en tiempo pre-apilada PSTM, con el objetivo de mejorar imágenes del subsuelo levemente complejas, enfocada a una mejor definición de estructuras como son las fallas donde se puede usar una sola velocidad común para formar el volumen final a migrar.

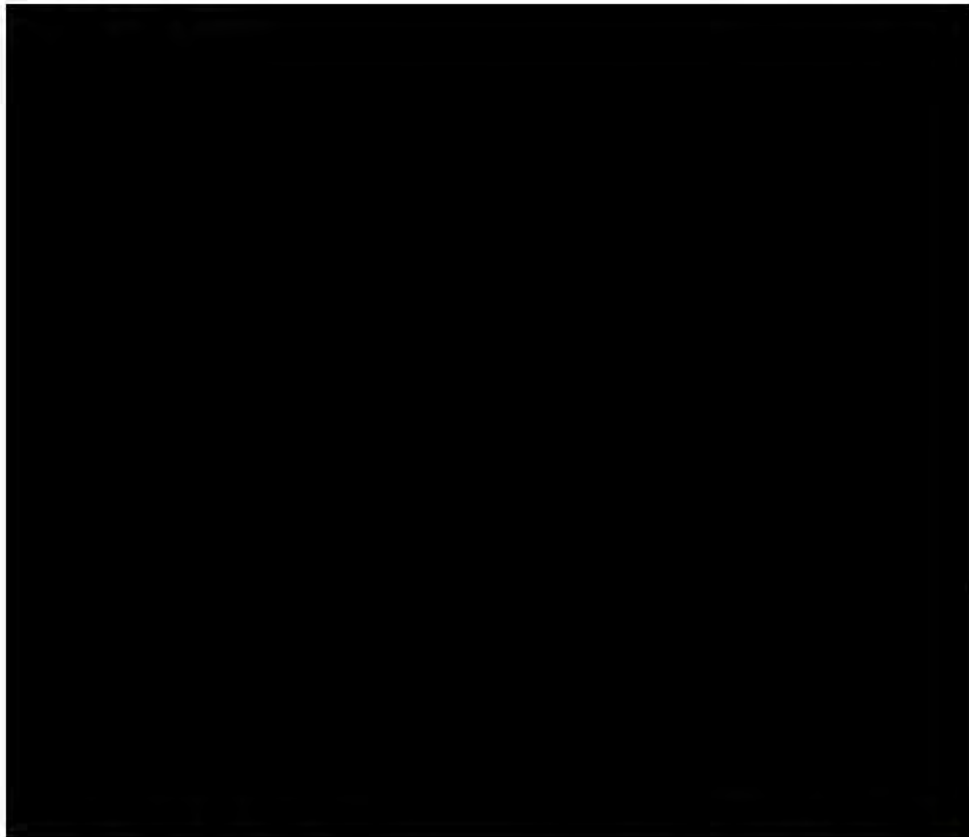


Figura 6. Proyecto Reprocesamiento sísmico Tucoo 3D NAz.

Adicionalmente, para la ejecución de las actividades de reprocesamiento de información sísmica 3D dentro del Área Contractual, el Operador deberá presentar el Aviso correspondiente, en términos de los artículos 5, 26, 27 y 33 de las Disposiciones de ARES, emitidas por la Comisión.

Asimismo, para la realización de las actividades de reprocesamiento sísmico 3D fuera del Área Contractual, el Operador deberá contar con la autorización correspondiente, en términos de los artículos 4, 7, 8, 9 y 16 de las 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.

III.2.3 Estudios exploratorios

El Operador planea realizar diversos estudios técnicos en complemento de la adquisición y reprocesamiento de información sísmica 3D. Con la integración de estas actividades podría tener los elementos necesarios para alcanzar el objetivo del Plan, evaluar el potencial petrolero del Área Contractual. Los estudios exploratorios se resumen en la Tabla 2.

| Nombre / tipo de estudio | Objetivos | Alcances |
|---|-----------|----------|
| <p>Interpretación sísmica 2018-2021</p> | | |
| <p>Fuente al Sumidero/Estudios Análogos y de Yacimientos Clásticos 2018-2021</p> | | |
| <p>Análisis de integridad de trampas/Sello de falla 2018-2021</p> | | |
| <p>Modelado de sistemas de petróleo 2018-2021</p> | | |
| <p>Bioestratigrafía 2018-2021</p> | | |

F. J.

| Nombre / tipo de estudio | Objetivos | Alcances |
|--|-----------|----------|
| Física de rocas 2019-2020 | | |
| AVO e inversión 2019-2021 | | |
| Reconstrucción estructural 2019-2020 | | |
| Estudio de prospectividad del Área Contractual. 2021-2022 | | |
| Presión de poro Regional 2018-2021 | | |
| Análisis de núcleo/corte pos-pozo 2019-2021 | | |

Tabla 2. Estudios exploratorios programados.

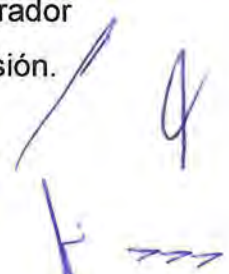
[Handwritten signature and scribbles]

Para la ejecución de estas actividades el Operador plantea dos posibles escenarios, Escenario 1 y Escenario 2, los cuales se describen en la tabla 3.

| Estudios | Escenario 1 | Escenario 2 |
|---|-------------|-------------|
| Interpretación sísmica | X | X |
| Fuente al Sumidero/Estudios Análogos y de Yacimientos Clásticos | | X |
| Análisis de integridad de trampas/Sello de falla | X | X |
| Modelado de sistemas de petróleo | | X |
| Bioestratigrafía | X | X |
| Física de Rocas | X | X |
| AVO e inversión | X | X |
| Reconstrucción estructural | X | X |
| Estudio de prospectividad del Área Contractual. | X | X |
| Presión de poro Regional | X | X |
| Análisis de núcleo/corte pos-pozo | X | X |

Tabla 3. Estudios exploratorios programados dentro de los dos Escenarios.

Asimismo, para la ejecución de las actividades de adquisición y/o procesamiento sísmico, en términos de reconocimiento y exploración superficial, el Operador deberá cumplir con la normatividad vigente en la materia, emitida por la Comisión.



III.2.4 Perforación de prospectos exploratorios

A la fecha de presentación del Plan, el Operador refiere haber identificado dos áreas prospectivas, mismas que denomina Metztlí y Moyote, las cuales fueron identificados mediante la interpretación de los datos sísmicos existentes.

El Operador realizó un análisis volumétrico para cada uno de los prospectos, la posible ubicación de estos se muestra en la Figura 7, por lo que propone la perforación de un prospecto en el área prospectiva denominada como Metztlí (considerado a perforarse en el Escenario 1 o Escenario 2), entre el año 2019 y final del año 2021, las posibles coordenadas geográficos que el Operador indica como provisionales, mas no definitivas y que en su momento se notificarán a la Comisión son:

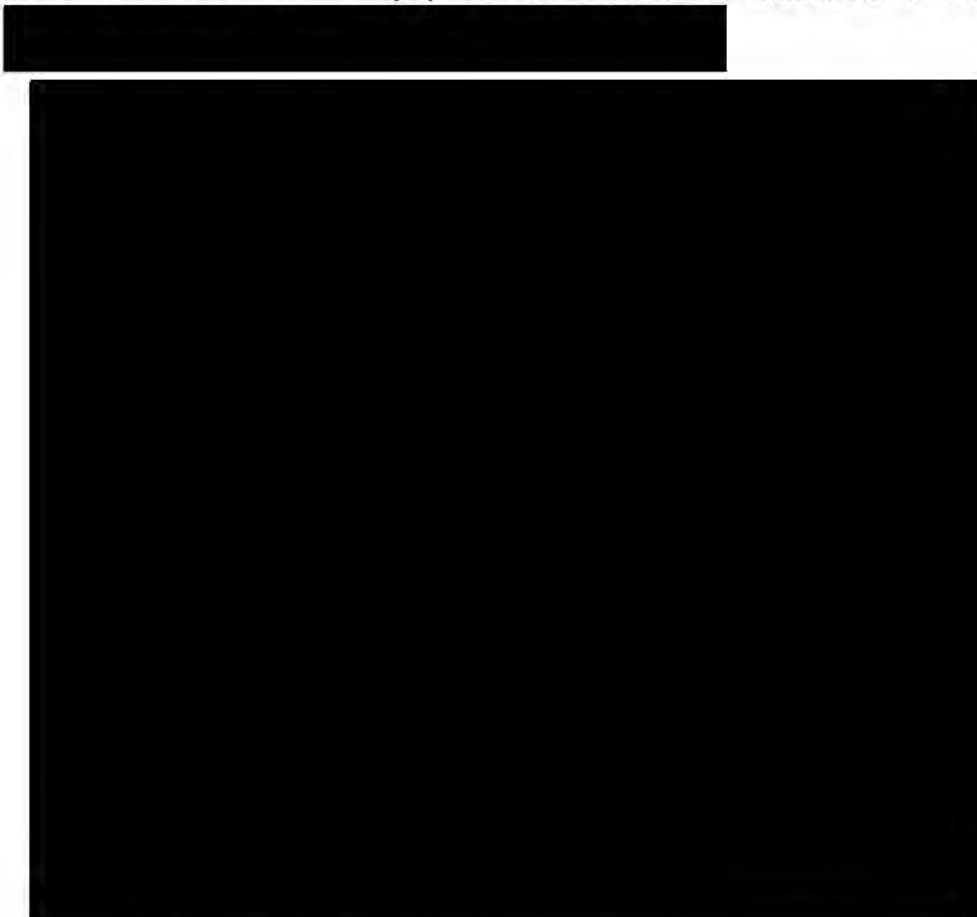


Figura 7. Ubicación del Prospecto Exploratorio propuesto por el Operador.

La perforación del prospecto en el área prospectiva Metztlí propuesta por el Operador, se realizaría con una trayectoria vertical e identificado bajo un tirante de

agua 50 a 65 m aproximadamente, cuenta con dos objetivos geológicos, el objetivo 1, que corresponde al Mioceno Medio, se encuentra aproximadamente de 3,000 a 3,500 m TVDSS (*True Vertical Deep Sub Sea*, profundidad vertical verdadera bajo nivel del mar), mientras que el objetivo 2, que corresponde al Mioceno Medio o Inferior, se localiza aproximadamente de 3,350 a 3,850 m TVDSS, donde el Operador identifica la profundidad total estimada de 4,300 m TVDSS. El tipo de Hidrocarburo esperado es [REDACTED]

Para este prospecto el Operador estima recursos prospectivos de [REDACTED] (millones de barriles en tanque de almacenamiento, se define como un barril en condiciones de superficie), a la media, para el objetivo 1 estima un recurso prospectivo de [REDACTED]

Las figuras 8 y 9 muestran respectivamente un mapa estructural y un perfil sísmico (Este – Oeste) del prospecto Metztlí, colocando la posible posición de un prospecto exploratorio.

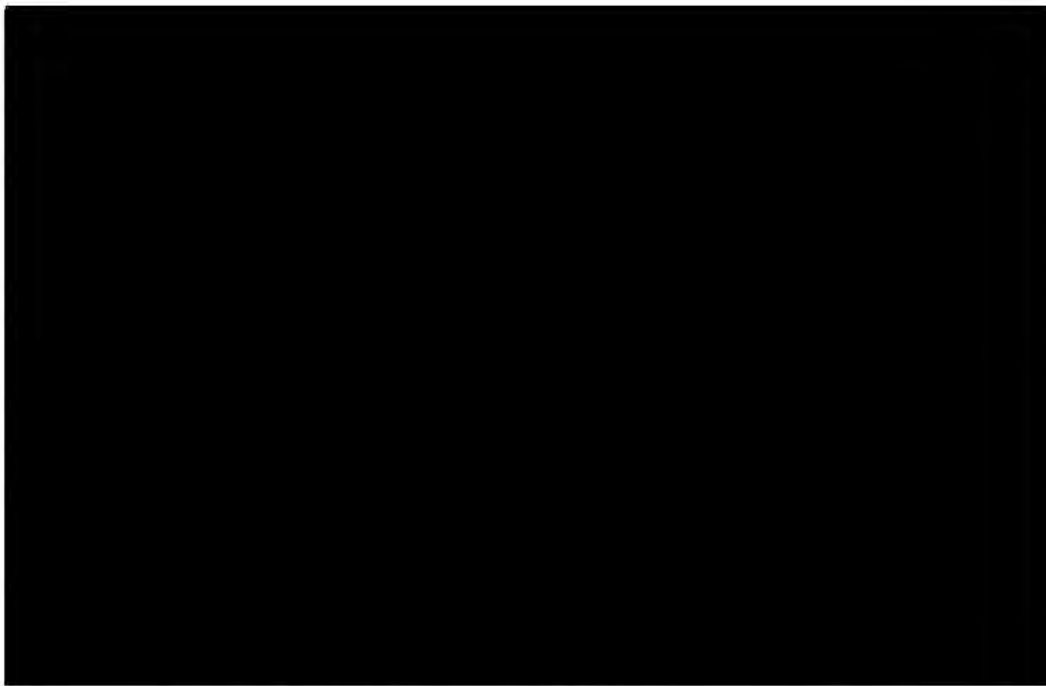


Figura 8. Mapa estructural del área prospectiva Metztlí.

Handwritten blue ink marks, including a signature and some scribbles, located in the bottom right corner of the page.

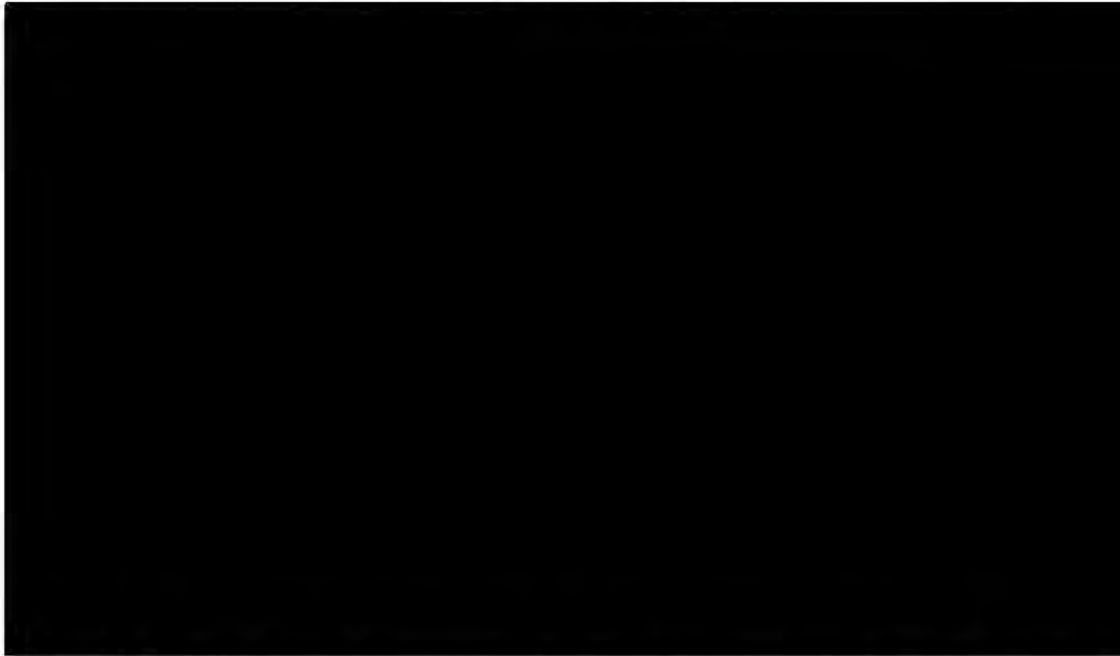


Figura 9. Sección sísmica representativa del área prospectiva Metzli (Este – Oeste).

Cabe señalar que dentro de la cartera de prospectos exploratorios el Operador informa de una segunda área prospectiva denominada Moyote, al Noreste del área Contractual, si bien declara que estaría supeditado a los resultados del reprocesamiento sísmico y la perforación no estaría considerada en este Plan, lo documenta con las siguientes características:

Prospecto Moyote (prospecto documentado)

El Operador única y exclusivamente con fines de documentar su cartera exploratoria, informa del área prospectiva denominada Moyote, que identifica como un *Lead* (prospecto exploratorio con incertidumbre mediana-alta) bajo un tirante de agua de 65 a 70 m aproximadamente, la profundidad del objetivo está dentro de un rango de 3,600 a 4,300 m TVDSS, mientras que la profundidad total estimada por el Operador al momento varía en un rango de 3,950 a 4,450 m TVDSS. Cabe precisar que, para el área prospectiva previamente mencionada, el Operador no solicita la perforación del mismo, por lo tanto no se aprobaría la posibilidad de perforarse en el Periodo Inicial de Exploración, en caso contrario el Operador deberá de solicitar la modificación correspondiente al Plan de Exploración y sujeto a la aprobación por parte de la Comisión.

Las Figuras 10 y 11 muestran respectivamente un mapa estructural y un perfil sísmico (Este – Oeste) del prospecto Moyote, colocando la posible posición de un prospecto exploratorio.

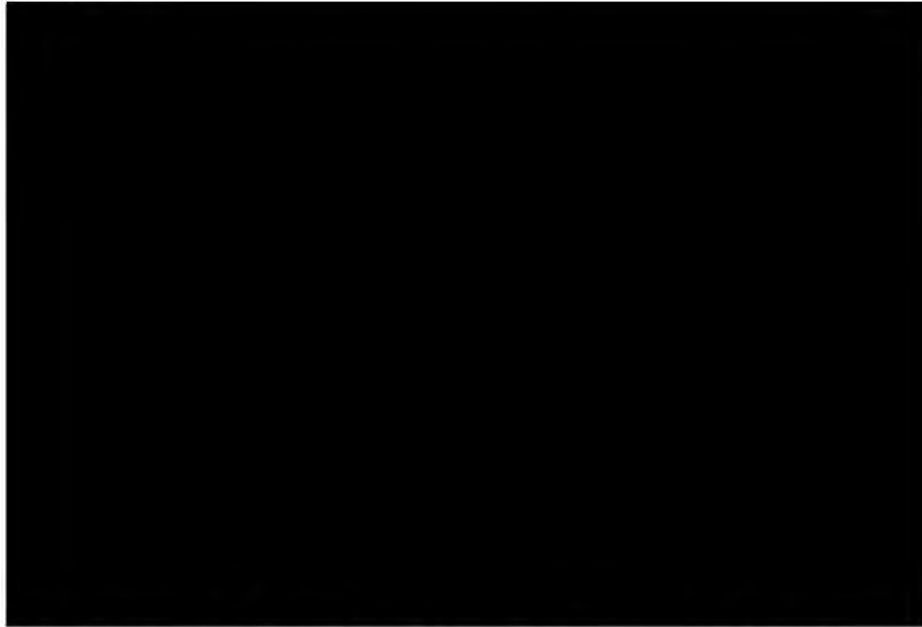


Figura 10. Mapa estructural del área prospectiva Moyote.



Figura 11. Sección sísmica representativa del área prospectiva Moyote (Noreste – Sureste).

[Handwritten blue ink marks, including a large '4' and other scribbles]

De acuerdo con el Operador, el programa preliminar de adquisición de información asociado a la perforación en el área prospectiva de Metztlí consistiría en:

- Registros de pozo (convencionales y especiales), con posibles perfiles sísmicos verticales (*Checkshot*)
- Registros MWD/LWD (registros de evaluación de la formación).
- Cableado de registros de evaluación de la formación y muestras.
- Toma de muestras (PVT)
- Muestreo geoquímico
- Toma de núcleos (núcleo de diámetro completo del intervalo del yacimiento, seguido de un análisis de núcleo de rutina completo y posiblemente especial).

Al respecto, la Comisión advierte que, la adquisición de información planeada para el prospecto exploratorio correspondiente al área de Metztlí aportaría los insumos necesarios para estimar el potencial de las formaciones geológicas objetivo, considerando la medición de presiones y el muestreo de fluidos de formación.

III.2.5 Abandono temporal de los pozos

Con el objetivo de asegurar cada pozo que se perfora y que no represente algún riesgo para el personal, el medio ambiente o para las instalaciones, una vez concluidas las pruebas de producción o la perforación de los prospectos (en caso de no realizar pruebas de producción), el Operador procedería al abandono temporal de los pozos perforados. El taponamiento de los pozos deberá llevarse a cabo en apego con las mejores prácticas de la industria, de esta manera, los pozos se abandonarían temporalmente siguiendo las normas y regulaciones aplicables a esa fecha.

III.3 Metas físicas e inversiones del Plan de Exploración

En función de lo señalado en este apartado, las actividades e inversiones a desarrollar, se resumen en las Tabla 4 y 5, las cuales corresponden con el Programa Mínimo Trabajo y a los dos Escenarios operativos presentados por el Operador.



Tabla 4. Actividades e inversiones del Plan de Exploración del Escenario 1 (Fuente: Comisión con datos del Operador).



Tabla 5. Actividades e inversiones del Plan de Exploración del Escenario 2 (Fuente: Comisión con datos del Operador).

El sustento documental para la ejecución del Plan de Exploración, en relación con los estudios exploratorios, la posible adquisición sísmica 3D, el reprocesamiento e interpretación sísmica, así como la perforación en el área prospectiva propuesta por el Operador, fue presentado como parte integrante del Plan y se encuentra contenido como Anexo del presente Dictamen.

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large 'F' and a long diagonal stroke.

Se precisa que ambos escenarios se aprueban, en razón de no contravenir disposición contractual o legal alguna, toda vez que cumplen con las obligaciones contraídas por el Operador. Asimismo, se deja a la libre elección del Operador escoger el escenario más óptimo en función de los resultados técnico operativos arrojados por las actividades exploratorias.

III.4 Programa Mínimo de Trabajo

El compromiso adquirido por el Contratista es realizar 1,700 UT como Programa Mínimo de Trabajo, más un incremento de 30,200 UT, es decir, que el Periodo Inicial de Exploración se asocia un total de 31,900 UT.

La meta por alcanzar con el Plan propuesto por el Operador y conforme a su cómputo dependerá del Escenario que el Operador desarrolle durante la ejecución de las actividades del Plan, para el Escenario 1 el estimado sería de 53,465 UT, correspondiente a: reprocesamiento sísmico, perforación de un pozo y estudios exploratorios; para el Escenario 2 el posible rango de UT a ejecutar se encuentra entre 56,286 UT mínimas y 57,336 UT máximas (propuesto por el Operador), los cuales se asocian a: adquisición y procesado sísmico, reprocesamiento sísmico, perforación de un pozo y estudios exploratorios. De ejecutarse cualquiera de los dos Escenarios en su totalidad, el Operador daría cumplimiento amplio al Programa Mínimo de Trabajo, dentro del Periodo Inicial de Exploración de 4 años, mismo que se detalla en el numeral V.1. Programa mínimo de trabajo del Plan.

De acuerdo con las actividades que el Operador plantea, realizaría uno de los dos Escenarios presentados, donde se precisa que cualquiera de los dos Escenarios previamente mencionados, presentan las posibilidades de cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo como se muestra en las tablas 6 y 7.

| Actividades programadas a realizar en el Área Contractual | Unidad | Cantidad | Puntuación unitaria | Total de unidades |
|---|---|----------|---------------------|-------------------|
| Perforación de pozos (profundidad 4,100 m) | m | 1 | 44,000 | 44,000 |
| Registro de pozos | Correlación Litológica (SP, GR, PEF) | m | 3,900 | 468 |
| | Resistividad (inducción, olas electromagnéticas) | m | 3,900 | 468 |
| | Porosidad (densidad, neutrón) | m | 2,600 | 312 |
| | Propiedad física de las rocas (<i>dipole sonic</i>) | m | 2,600 | 312 |
| | Registros especiales (MRI, ECS, FMI, NMR) | m | 500 | 175 |
| | VSP/Checkshot | Estación | 50 | 0.65 |

| | | | | | | |
|---|--|-----------------------------|---------|------|---------------|----|
| Adquisición de muestras de núcleo | <i>Rotary Caring</i> | Por cada 3 núcleos de pared | 5 | 5 | 25 | |
| Análisis de núcleo de rutina | Análisis de petrofísica básica | | Muestra | 30 | 2.5 | 75 |
| | Petrografía en secciones finas, análisis de difracción por rayos X, análisis MEB | | | | | |
| | Presión MDT | Medición | 20 | 60 | 1200 | |
| | Muestras MDT | Muestra | 5 | 900 | 4500 | |
| | PVT | Prueba | 2 | 100 | 200 | |
| | Evaluación de recursos prospectivos | Área Contractual | 1 | 200 | 200 | |
| Reprocesamiento de sísmica 3D NAz existente | | | | | | |
| | | km ² | 1,118 | 1.25 | 1,397.5 | |
| | Interpretación sísmica | Área contractual | 1 | 100 | 100 | |
| Unidades estimadas a alcanzar contabilizadas por el Operador | | | | | 53,465 | |

* Las sumatoria podría no coincidir por redondeo

Tabla 6. Actividades y Unidades de Trabajo del Escenario 1, (fuente Comisión, con datos del Operador)

| <i>Actividades programadas a realizar en el Área Contractual</i> | | <i>Unidad</i> | <i>Cantidad</i> | <i>Puntuación unitaria</i> | <i>Total de unidades</i> | |
|---|---|-----------------------------|-----------------|----------------------------|--------------------------|----|
| Perforación de pozos (profundidad 4,100 m) | | m | 1 | 44,000 | 44,000 | |
| Registro de pozos | Correlación Litológica (SP, GR, PEF) | m | 3,900 | 0.12 | 468 | |
| | Resistividad (inducción, olas electromagnéticas) | m | 3,900 | 0.12 | 468 | |
| | Porosidad (densidad, neutrón) | m | 2,600 | 0.12 | 312 | |
| | Propiedad física de las rocas (<i>dipole sonic</i>) | m | 2,600 | 0.12 | 312 | |
| | Registros especiales (MRI, ECS, FMI, NMR) | m | 1,000 | 0.35 | 350 | |
| | VSP/Checkshot | Estación | 50 | 0.65 | 32.5 | |
| Adquisición de muestras de núcleo | <i>Rotary Caring</i> | Por cada 3 núcleos de pared | 10 | 5 | 50 | |
| Análisis de núcleo de rutina | Análisis petrofísica básica | | Muestra | 30 | 2.5 | 75 |
| | Petrografía en secciones finas, análisis de difracción por rayos X, análisis MEB | | | | | |
| Análisis de núcleo especial | Presión capilar, permeabilidad relativa, daños de formación, tomografía, MRI, factor de recuperación, humectantes, geomecánicas, rayos gama espectrales, análisis de fracturas (triaxial y caracterización de fractura), etc. | | Muestra | 6 | 3.5 | 21 |
| | Presión MDT | Medición | 20 | 60 | 1,200 | |
| | Muestras MDT | Muestra | 5 | 900 | 4,500 | |
| | PVT | Prueba | 2 | 100 | 200 | |
| | Prueba de producción | Prueba | 2 | 700 | 1,400 | |
| | Evaluación de recursos prospectivos | Área Contractual | 1 | 200 | 200 | |
| Adquisición y procesamiento de sísmica 3D NAz | | | | | | |
| | | km ² | 480 | 2.5 | 1,200 | |
| Reprocesamiento de sísmica 3D NAz existente | | | | | | |
| | | km ² | 1,118.6 | 1.25 | 1,397.5 | |
| | Interpretación sísmica | Área contractual | 1 | 100 | 100 | |
| Unidades mínimas estimadas a alcanzar contabilizadas por el Operador | | | | | 56,286.75 | |
| Adquisición y procesamiento de sísmica 3D NAz | | | | | | |
| | | km ² | 900 | 2.5 | 2,250 | |
| Unidades máximas estimadas a alcanzar contabilizadas por el Operador | | | | | 57,336.75 | |

* Las sumatoria podría no coincidir por redondeo

Tabla 7. Actividades y Unidades de Trabajo del Escenario 2, (fuente Comisión, con datos del Operador)

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

III.5 Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto.

En cumplimiento a las Cláusulas 10.2 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 de Exploración, fueron presentados por el Operador como Anexos al Plan.

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

En su Plan de Exploración, el Operador señala una estimación preliminar de recursos prospectivos a la media sin riesgo de [REDACTED] asociado al prospecto documentado, Metztlí, con una posible incorporación de aceite ligero, considerando así dentro de los escenarios 1 y 2, como se muestra en la Tabla 8, se advierte que a pesar de que el Operador documenta dos áreas prospectivas, en este Plan se estaría aprobando únicamente la perforación correspondiente al área prospectiva denominada como Metztlí con base a lo descrito en el numeral III.2.4. del presente documento.

Tabla 8. Estimación de recursos prospectivos y posibles recursos contingentes a incorporar.

III.7 Análisis económico

La aprobación al Plan de Exploración del Periodo Inicial de Exploración considera un análisis económico respecto al Programa de Inversiones.

Lo anterior, con base en lo establecido en el artículo 25 de los Lineamientos, así como en el numeral III.7 Programa de inversiones del número 2 Contenido del Plan de Exploración, de la Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos, Anexo I de los citados Lineamientos; además de lo establecido en el artículo 11 de los Lineamientos, que señala que 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.

En virtud de lo anterior, a continuación se presentan los resultados del análisis económico realizado; el cual se presenta para las Sub-actividades Petroleras: General, Geología, Geofísica, Perforación de Pozos y Seguridad, Salud y Medio Ambiente, establecidas en el catálogo de cuentas que se señala en el numeral 8 de 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, publicado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 6 de marzo de 2015, y sus modificaciones, publicadas también en el DOF el 6 de julio de 2015 y el 28 de noviembre de 2016 (Lineamientos de Costos de Hacienda).

Programa de Inversiones

El análisis del Programa de Inversiones asociado al Plan de Exploración se organiza como sigue: i. Criterios y fuentes de información; ii. Descripción de las inversiones programadas; iii. Análisis del Programa de Inversiones.

i. Criterios y fuentes de información

Con base en el criterio de evaluación de Mejores Prácticas de la Industria, las inversiones programadas se evalúan comparando cada costo respecto a un rango de referencia, a fin de determinar si los Costos considerados se encuentran en línea con 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. 12. Opciones para seleccionar comparativo de referencia
(Fuente: Comisión)

De acuerdo con las alternativas presentadas en la Figura 12, el comparativo de referencia para cada costo, se selecciona considerando cualquiera de las siguientes opciones:

- i. Consultar una base de datos internacional, si esta base cuenta con un precio de referencia, se integra en el Dictamen, o;
- i. Consultar especialistas del sector a fin de tener un rango de precios de referencia. Si es posible establecer un comparativo de Costos a partir de esta consulta, se integra al Dictamen, o;

- ii. Comparar lo presentado a la Comisión en otros proyectos a Dictamen, siempre que existan conceptos similares presupuestados. Si es posible establecer una referencia con base en otros proyectos, se integra al Dictamen, o
- iii. Requerir justificación formal al Operador, a fin de determinar la mejor referencia de precios de mercado.

Una vez que con la mejor información disponible se obtienen las referencias puntuales de precios de mercado, se construye un intervalo de confiabilidad respecto a la referencia puntual estimada, lo cual representa el **rango de referencia** establecido para cada caso.

El intervalo de confiabilidad se establece con base en la recomendación de una compañía internacional especializada en Costos, conforme al siguiente criterio:

- a. El valor mínimo del rango se establece como un -10% respecto a la referencia puntual;
- b. El valor máximo del rango se establece como un +20% respecto a la referencia puntual.

ii Descripción de las inversiones programadas

El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada correspondiente al Plan de Exploración; y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de los Lineamientos de Costos de Hacienda. El Programa de Inversiones asociado al Plan de Exploración estimado por el Contratista que se sujeta a aprobación, es por un monto aproximado de [REDACTED]

Escenario 2². Las siguientes figuras muestran al Programa de inversiones desglosado, para la Actividad petrolera Exploración, para cada uno de los escenarios presentados por el Operador.

¹ Considerando las actividades de procesamiento por 1,380 km cuadrados.

² Considerando la cobertura de adquisición por 900 km cuadrados.

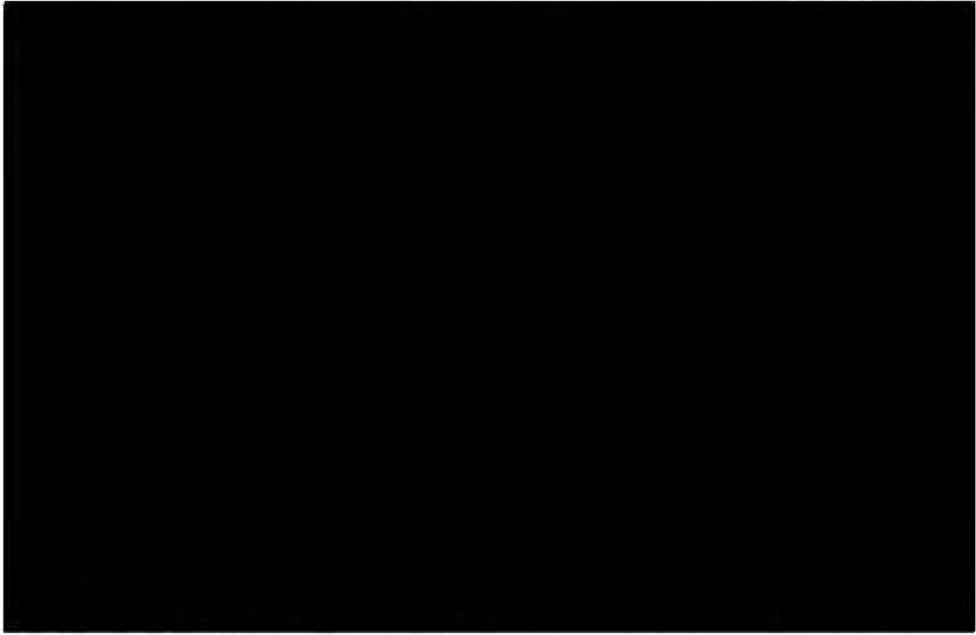


Figura 13. Distribución de Programa de Inversiones total, por Sub-actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Tabla 9 . Desglose anual del Programa de Inversiones del Plan de Exploración,
Escenario 1
(Montos en dólares de Estados Unidos)³
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

³ Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.

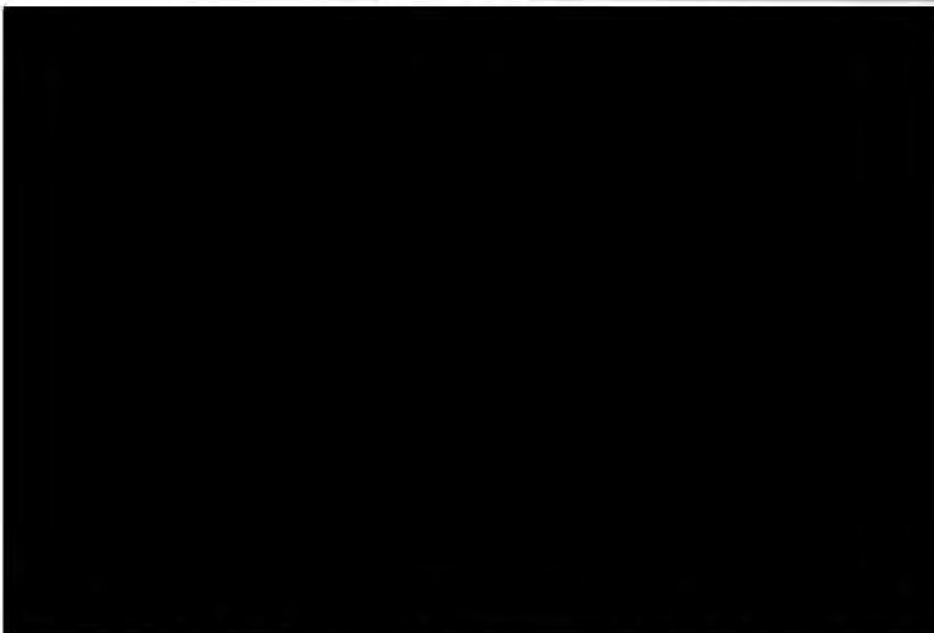


Figura 14. Distribución de Programa de Inversiones total, por Sub-actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Tabla 10. Desglose anual del Programa de Inversiones del Plan de Exploración,
Escenario 2

(Montos en dólares de Estados Unidos)⁴

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

⁴ Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.

[Handwritten signature and scribbles]

iii. Análisis del programa de inversiones

A partir de los rangos de referencia estimados para cada sub-actividad, se construyó el rango comparativo para el Programa de inversiones, por Sub-actividad petrolera, de conformidad con lo establecido en el apartado ii. anterior. Los resultados de tal análisis para cada escenario presentado por el Operador se presentan a continuación.

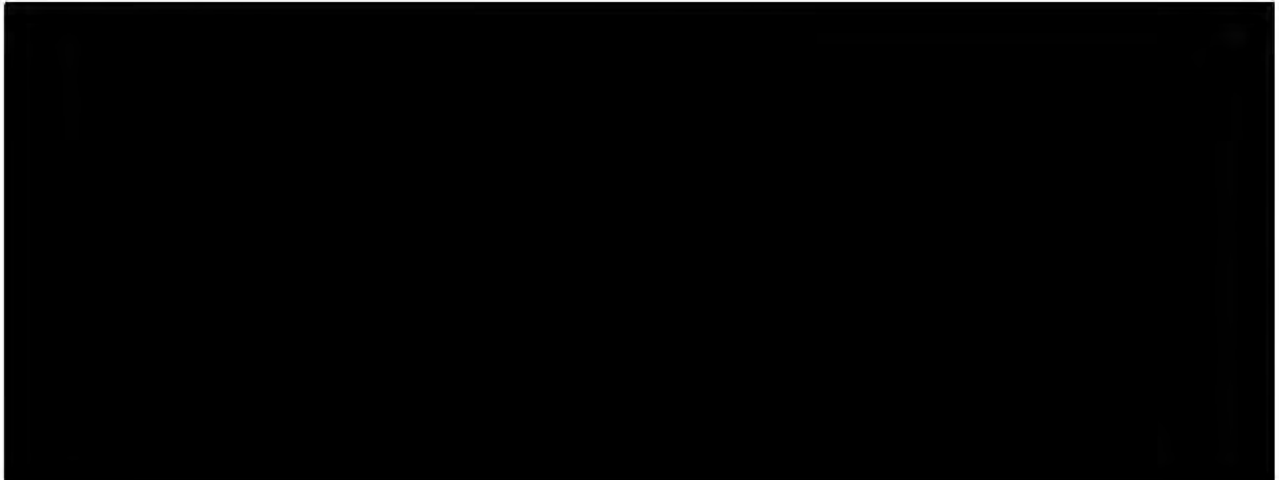


Figura 15. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Exploración Escenario 1. (Montos en millones de dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

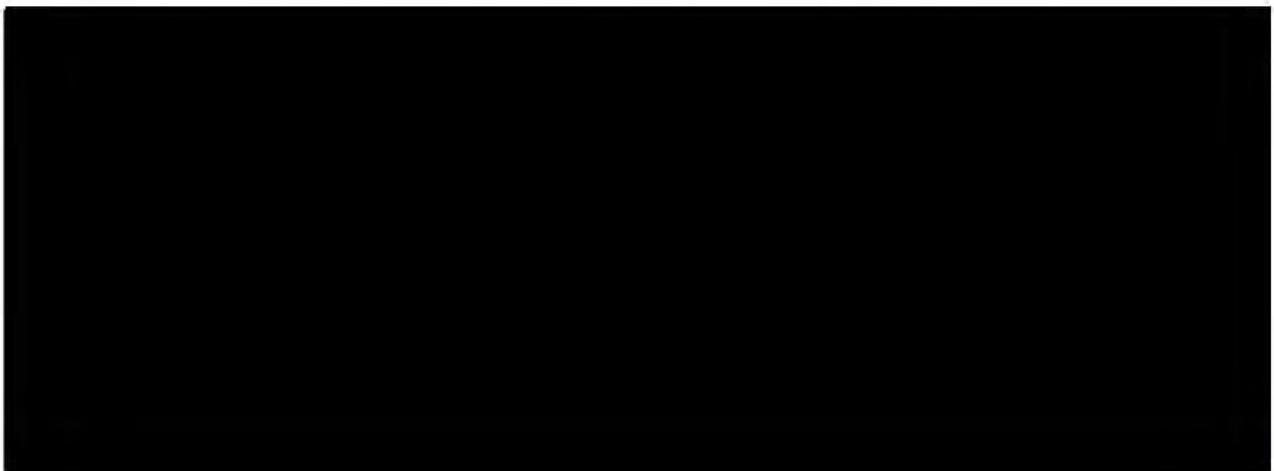


Figura 16. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Exploración Escenario 2. (Montos en millones de dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Handwritten blue ink marks, including a checkmark and some scribbles.

Como se observa en la figura de rangos de referencia de costos, el Programa de inversiones se encuentra dentro del rango de referencia establecido. Cabe reiterar que el Programa de inversiones fue presentado de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos de Hacienda.

De lo anterior se puede concluir que el Programa de Inversiones asociado a las actividades presentadas para llevar a cabo el Plan de Exploración, son consistentes con las mejores prácticas de la industria, toda vez que se encuentran dentro del rango de costos de referencia.

IV. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa y métricas de evaluación del Plan de Exploración

De acuerdo con las actividades del Plan de Exploración del Contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017, 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:

- Estudios exploratorios;
- Adquisición, procesamiento e interpretación de información sísmica;
- Pozos exploratorios;
- Recursos prospectivos;
- Seguimiento de contenido nacional y transferencia de tecnología;
- Programa mínimo de trabajo y
- Programa de Inversiones.

V. Programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, programa de 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.430.2018.399 recibido en la Comisión el **18 de Octubre** de 2018, que *“Con base en la información presentada, se considera probable que se cumpla con las obligaciones de contenido nacional para este contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017, en consecuencia, esta Unidad tiene una opinión favorable del Programa de cumplimiento en materia de contenido*

nacional para la etapa de Exploración presentado por Carigali", acorde con lo establecido en la Cláusula 20.3 del Contrato.

Asimismo, en relación con el Programa de Transferencia de Tecnología, la Secretaría de Economía comunicó a esta Comisión mediante oficio UCN.430.2018.260 de fecha 12 de julio de 2018 que, "la información presentada cumple con lo señalado en el artículo 125 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, por lo que esta Unidad de conformidad con el artículo 17 fracciones XVII y XXIII tiene una "opinión favorable con respecto al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología propuesto para el Contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017". Lo anterior, acorde con lo establecido en las Cláusulas 20.3 y 20.5 del Contrato.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERNC/0346/2018, de fecha 6 de abril de 2018, la ASEA indicó que *"El Operador PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V., ingresó el 12 de enero de 2018 la solicitud de Registro de la conformación de su Sistema de Administración y de la Clave Única de Registro del Regulado (CURR), misma que a la fecha del presente se encuentra en proceso de evaluación por parte de ASEA"*, por lo tanto y sin menoscabo de la aprobación del Plan, el Operador deberá de contar un Sistema de Administración aprobado por ASEA para dar cumplimiento a 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.

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, y aportará un mejor conocimiento para la evaluación del potencial petrolero a través de la ejecución de estudios exploratorios, la adquisición y el reprocesamiento de datos sísmicos (NAz, WAz ó MAz), el reprocesamiento de información sísmica 3D mismo que, permitirá mejorar la calidad de la imagen sísmica de los prospectos identificados preliminarmente y la estimación del volumen de recursos prospectivos.

En adición a lo anterior, las actividades permitirían identificar horizontes productores y características petrofísicas en las rocas almacén, evaluar el potencial petrolero e incorporar posibles reservas de Hidrocarburos en el Periodo Inicial de Exploración,

Se vislumbra que la incertidumbre exploratoria deberá ser reducida a fin de jerarquizar y seleccionar el prospecto considerado a perforar, la ejecución del Plan de Exploración permitiría alcanzar los objetivos planteados por el Operador conforme al Artículo 15 de los Lineamientos.

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

- **Observancia de las Mejores Prácticas.** En relación con la información proporcionada por el Operador, la Comisión advierte que, en ambos Escenarios 1 o 2) la secuencia de actividades propuestas en el Plan de Exploración es acorde a las Mejores Prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial petrolero y la posible incorporación de reservas, razón de las técnicas de procesamiento sísmico de última generación y estudios exploratorios que conducirían a la generación y maduración de prospectos que permitan asociar un valor económico

que sirva de base para continuar con las actividades, de conformidad con el análisis presentado en el numeral III del presente Dictamen. Por lo anterior se concluye que, se aplicarían las Mejores Prácticas, de conformidad con el análisis presentado en el apartado III y con Cláusulas 4.1 y 4.2 del Contrato.

- **Pronóstico de la Incorporación de reservas.** Con la perforación del prospecto exploratorio en el área prospectiva denominada Metzli, el Operador vislumbra la posibilidad de incorporar posibles reservas hasta de [REDACTED] asociadas en areniscas enfocadas a un nuevo *play*, con probabilidad de éxito de [REDACTED]. Dicha posibilidad de incorporar aceite ligero se deriva de considerar e interpretar toda la información sísmica procesada disponible al momento, las condiciones geológicas, estructurales y del funcionamiento del sistema petrolero, inferido, en el Área Contractual, lo cual es acorde a lo establecido en el artículo 15 de los Lineamientos y da cumplimiento a la Cláusula 4.1. del Contrato.

- **Delimitación del área.** La delimitación asociada a descubrimientos no es técnicamente aplicable en esta etapa exploratoria de evaluación del potencial petrolero en la cual se encuentra el Área Contractual, por tal motivo existe un alto grado de incertidumbre y riesgo exploratorio, sin embargo, el conjunto de actividades propuesta en el Plan contribuirían en gran medida a una evaluación del potencial petrolero más certera, dada la complejidad geológica existente, orientando los resultados hacia la comprobación de posibles yacimientos dentro del Área Contractual.

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

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.** Del conjunto de actividades propuestas en el Plan de Exploración, y en el supuesto de la ejecución total de las mismas, se refleja que la secuencia operativa permitirá generar un avance sustantivo en el proceso exploratorio, toda vez que mediante la integración y correlación de los resultados derivados de los estudios exploratorios, reprocesamiento de información sísmica, procesamiento y adquisición de datos sísmicos (en su caso en el Escenario 2) y la perforación de un pozo, se dispondrá

de un mayor entendimiento del subsuelo, a nivel regional y particularmente a nivel local, que permita identificar los elementos de riesgo e incertidumbre geológica y reevaluar el potencial petrolero a través de un sustento técnico más consolidado en ambientes de aguas someras.

- **Reposición de las reservas de hidrocarburos.** En relación a la estrategia exploratoria propuesta por el Operador, se identifica que las actividades propuestas, particularmente la perforación de un prospecto exploratorio, la Comisión identifica que el Plan de Exploración guarda congruencia y permite correlacionar los objetivos establecidos en el Contrato, que, en el supuesto del éxito exploratorio, el Operador estaría en posibilidades de avanzar a la siguiente etapa exploratoria, lo que en principio representaría un beneficio para el Estado, y además derivaría en la generación de nueva información del subsuelo y en la actualización de los recursos prospectivos del país.

- **Tecnología a utilizar.** En relación con el Plan de Exploración propuesto, la Comisión concluye que, en los estudios a realizar resalta la aplicación de metodologías, tecnologías y algoritmos de última generación en el reprocesamiento de información sísmica definidos en el Plan, los cuales han demostrado ser de mayor aplicación en la industria, permitirían mejorar considerablemente la calidad de las imágenes sísmicas y en consecuencia, generar un mayor conocimiento del área.

El reprocesamiento sísmico será el sustento de los estudios exploratorios, mismos que coadyuvarán a evaluar el potencial petrolero del área y reducir el riesgo geológico. También, el utilizar datos sísmicos provenientes de levantamientos sísmicos marinos *NAz* (azimut estrecho), *WAz* (azimut amplio) o *MAz* (multi azimut), en su caso, son configuraciones y tecnología de adquisición en su conjunto, debido a los instrumentos de navegación, posicionamiento, emisión de energía, recepción de señal y distribución de datos azimutales; en contexto, el procesamiento sísmico 3D *PSDM RTM* y la interpretación que se realizaría, sería utilizando algoritmos desarrollados en los últimos años, con alcance de reconfigurar las señales, procesarlas y emitir imágenes que descifren la complejidad estructural sin limitarse

a una presencia salina que sería, resuelto mediante los modelos de velocidades, atenuación de ruido y migración a profundidad.

Asimismo, para la adquisición de registros geofísicos durante la perforación y el muestreo de fluidos de formación a condiciones de yacimiento, reflejan el uso de tecnología de vanguardia, con lo cual se advierte que, la propuesta de la tecnología a utilizar es acorde con las mejores prácticas de la industria.

Lo anterior refleja, que la propuesta de la tecnología a utilizar es acorde con el Artículo 39, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración.** De acuerdo a la información presentada en el Plan de Exploración y en un marco generalizado, los resultados que el Operador planea obtener de acuerdo a la secuencia y tiempos de ejecución de las actividades exploratorias a desarrollar, la Comisión concluye que ya sean en el Escenario 1 o en el Escenario 2, ambas se alinean a un proceso exploratorio acorde con la naturaleza geológica del Área Contractual, toda vez que, el Operador orientaría el desarrollo de actividades propias de la evaluación del potencial petrolero y evaluaría el funcionamiento de los elementos del sistema petrolero del 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 de Exploración y en el sentido técnico que engloban la ejecución de estas, se concluye que están justificadas, dado el limitado conocimiento actual que se tiene y las características geológicas presentes en el Área Contractual.

Esta Comisión identifica que la ejecución de la totalidad de las actividades propuestas y los tiempos programados, resultan acordes en términos técnicos con la estrategia exploratoria y la etapa del proceso exploratorio, ya que permitirían acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero encaminados a una posible Incorporación de Reservas a mediano plazo.

Aunado a lo anterior, en términos del artículo 11 de los Lineamientos, el Plan de Exploración considera un análisis técnico económico que sustenta el cumplimiento de los objetivos del Contrato.

- **Las consideraciones para la evaluación del potencial petrolero, la incorporación de reservas o la caracterización y delimitación inicial.** Derivado de la etapa del proceso de Exploración en el que se encuentra el Área Contractual, se identifica que la ejecución de la totalidad de las actividades propuestas por el Operador, son adecuadas para alcanzar el objetivo planteado, orientado a la evaluación del potencial petrolero.

- **El pronóstico de la incorporación de Reservas.** Con la perforación del prospecto en el área denominada Metzli considerado en el Plan de Exploración se plantea un posible escenario de incorporación reservas a mediano plazo. Asimismo, la evaluación del potencial petrolero del Área Contractual brindará la posibilidad de incorporar recursos prospectivos adicionales durante el Período de Exploración.

- **Tecnología a utilizar.** Considerando los elementos definidos en la estrategia exploratoria, así como los tiempos programados para su ejecución, esta Comisión advierte que las metodologías y herramientas que el Operador planea utilizar se apegan, en términos técnicos, con la estrategia exploratoria, objetivos y alcances definidos en el Plan de Exploración, lo cual resulta acorde con las utilizadas en el contexto internacional.

Cabe señalar que, el enfoque de los estudios exploratorios está orientado hacia la evaluación del potencial petrolero, con lo que se espera generar mayor sustento técnico para reducir la incertidumbre geológica y precisar el riesgo exploratorio asociado, asimismo, mediante la perforación del prospecto exploratorio en el área prospectiva Metzli, se esperaría confirmar el funcionamiento y presencia de un sistema petrolero, un área prospectiva con presencia de Hidrocarburos y dar certeza a la columna geológica inferida.

- **Las inversiones Programadas.** Al respecto, se advierte que el Operador presentó el Programa de Inversiones, mismo que se contempla en un rango por un monto de [REDACTED] millones de dólares americanos aproximadamente, para el

Periodo Inicial de Exploración, el cual es consistente con la información correspondiente al Presupuesto del Programa de Trabajo.

VI.2 DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la DGDE y la DGEEE proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la aprobación al Plan de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración, presentado por el Operador PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V., asociado al Contrato CNH-R02-L01-A6.CS/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con los Artículos 7 y 8 de los Lineamientos, las fracciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, las actividades planteadas están orientadas hacia la generación de mayores elementos técnicos que permitan incrementar el conocimiento geológico petrolero del subsuelo a nivel local 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.

Finalmente, el presente dictamen considera la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria 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.

En este contexto, el presente Dictamen se emite en sentido favorable para la aprobación al Plan.

Sin perjuicio de lo anterior, es necesario precisar que una vez que el Operador cuente con los elementos técnicos necesarios que permitan definir el escenario operativo que va a ejecutar al amparo del Plan de Exploración (Escenario 1 o Escenario 2) aprobado por esta Comisión, deberá hacerlo del conocimiento de este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, a fin de dar a conocer el escenario operativo a desarrollar.

Elaboró



**Ing. Guillermo Paulino Guerrero
Olivares**
Director de Área

Validó



Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez
Director General de Dictámenes de
Exploración

Elaboró



**Mtra. Bertha Leonor Frías
García**
Directora General Adjunta de
Evaluación y Contratos y
Asignaciones

Validó



**Lic. María Adameia Burgueño
Mercado**
Directora General de Estadística y
Evaluación Económica

Autorizó



Dr. Faustino Monroy Santiago

Titular de la Unidad Técnica de Exploración

La información que se testó en la presente versión pública, se testó 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, en virtud de que 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, así como aquella que presentaron los particulares y que tienen el derecho de ello, además de que 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: Le presente versión pública se aprobó mediante Resolución PER-06-2021 a través de sesión permanente del Comité de Transparencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de fecha dos de marzo de dos mil veintiuno.