



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Plan de Exploración

Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017

Área Contractual 9 Cuencas del Sureste

Operador:

Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V.

Noviembre de 2018

Contenido

<u>I.</u>	<u>DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, ASÍ COMO TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO.</u>	<u>3</u>
I.1.	DATOS DEL CONTRATISTA _____	3
I.2.	DATOS DEL CONTRATO _____	4
I.3.	DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL _____	4
<u>II.</u>	<u>RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DEL PLAN</u>	<u>6</u>
<u>III.</u>	<u>CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO</u>	<u>7</u>
III.1.	ANTECEDENTES EXPLORATORIOS _____	7
III.2.	PLAN DE EXPLORACIÓN _____	9
III.2.1	REPROCESAMIENTO E INTERPRETACIÓN DE INFORMACIÓN GEOFÍSICA _____	11
III.2.3	PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS _____	17
III.2.4.	ABANDONO TEMPORAL DE LOS POZOS _____	22
III.3	METAS FÍSICAS E INVERSIONES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN _____	23
III.4	PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO _____	23
III.5	RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RESERVAS A INCORPORAR _____	30
III.6	ANÁLISIS DE INVERSIONES _____	30
	PROGRAMA DE INVERSIONES _____	31
	I. CRITERIOS Y FUENTES DE INFORMACIÓN _____	31
	II DESCRIPCIÓN DE LAS INVERSIONES PROGRAMADAS _____	33
	III. ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE INVERSIONES _____	38
<u>IV.</u>	<u>MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN</u>	<u>40</u>
<u>V.</u>	<u>PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN</u>	<u>41</u>
<u>VI.</u>	<u>TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PLAN DE EXPLORACIÓN.</u>	<u>42</u>
VI.1.	CONSIDERACIONES _____	42
VI.1.1.	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS. _____	43
VI.1.2.	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA. _____	44
VI.1.3	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN I DE LOS LINEAMIENTOS. _____	45
VI.2	DICTAMEN TÉCNICO _____	46

El presente dictamen se refiere al Plan de Exploración (en adelante, Plan) del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017 (en adelante, Contrato), sometido a consideración de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. (en adelante, Operador) en cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, mediante escrito recibido en esta Comisión el 20 de marzo de 2018.

El Plan para el Período Inicial de Exploración, que tendrá una duración de hasta 4 años a partir de la aprobación del Plan, considera como objetivo determinar el potencial de recursos prospectivos de hidrocarburos, madurar prospectos para la perforación de, cuando menos, 2 pozos exploratorios, integrar los resultados de pozos en una evaluación actualizada y, en caso de uno o más descubrimientos continuar con la etapa de evaluación de éstos.

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

I.1. Datos del Contratista

El Contratista es el consorcio formado por Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. representada por el C. Richard Graham Ember, y Citla Energy B9, S.A.P.I. de C.V. representada por Alberto Galvis Melo. Ambas son sociedades mercantiles y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes mexicanas. La empresa Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V. ha sido designada como Operador de conformidad con el artículo 32 fracción B de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, así como la Cláusula 2.5 y Anexo 11 del Contrato.



A
777
[Handwritten signature]

1.2. Datos del Contrato

El Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida, se celebró el 25 de septiembre de 2017 entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y el Contratista.

La vigencia del Contrato es de 30 años 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, de conformidad a la cláusula 3.1 del citado contrato.

El Período Inicial de Exploración tendrá una duración de hasta 4 Años a partir de la aprobación del Plan de Exploración, durante el cual el Contratista estará obligado a concluir, al menos el Programa Mínimo de Trabajo. Lo anterior en cumplimiento a la Cláusula 4.2 y Anexo 5 del Contrato.

1.3. Datos del Área Contractual

El área asociada al Contrato (en adelante, Área Contractual), se encuentra en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia geológica Salina del Istmo, en la provincia petrolera Cuencas del Sureste, aproximadamente a 65 km costa fuera, frente al litoral del estado de Tabasco (Figura 1). Cubre una superficie aproximada de 562.375 km², con tirantes de agua entre 100 y 550 m. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la tabla 1.

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

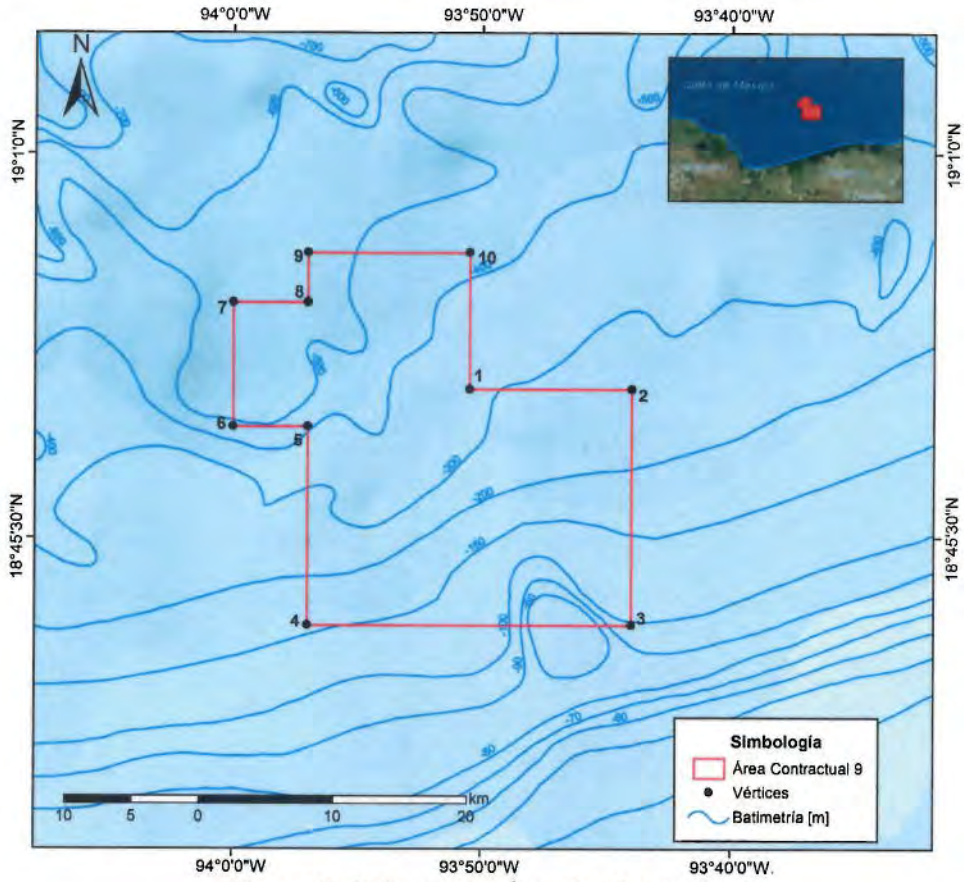


Figura 1. Polígono del Área Contractual.

(Fuente: Comisión)

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 50' 30"	18° 51' 30"
2	93° 44' 00"	18° 51' 30"
3	93° 44' 00"	18° 42' 00"
4	93° 57' 00"	18° 42' 00"
5	93° 57' 00"	18° 50' 00"
6	94° 00' 00"	18° 50' 00"
7	94° 00' 00"	18° 55' 00"
8	93° 57' 00"	18° 55' 00"
9	93° 57' 00"	18° 57' 00"
10	93° 50' 30"	18° 57' 00"

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

(Fuente: Comisión)

[Handwritten signatures and marks in blue ink]

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación del Plan

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

La figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Plan de Exploración presentado por el Operador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.022/2018 de la DGDE de la Comisión.

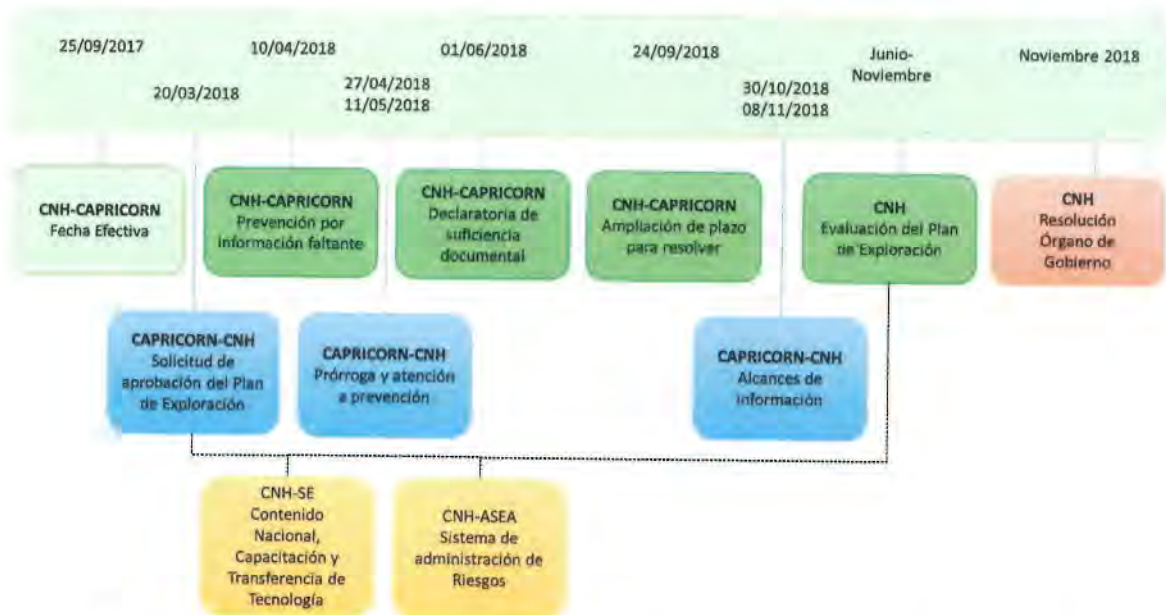


Figura 2. Proceso de revisión, evaluación, dictamen y resolución del Plan de Exploración.

(Fuente: Comisión)

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 a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos y la delimitación del Área Contractual.

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 de Exploración, 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 de Exploración, el cual fue presentado en el plazo previsto y en atención a los elementos establecidos 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 y 4.2 del Contrato como las bases que deben contener los proyectos.

III.1. Antecedentes Exploratorios

En el área contractual existen 2 levantamientos de sísmica 3D que, en conjunto, cubren totalmente el Área Contractual:

- i. Levantamiento sísmico con cable remolcado, Cequi 3D, procesado por PGS en 2013, para el cual se cuenta con versiones PSTM (PSTM por sus siglas en inglés, *Pre-Stack Time Migration*) y PSDM-CBM (PSDM-CBM por sus siglas en inglés, *Pre-Stack Depth Migration-Controlled Beam Migration*).

- ii. Levantamiento sísmico con cable remolcado, Holok Alvarado 3D, procesado por Ion-GXT en 2010 y CGG Veritas en 2011, el cual se cuenta con versiones PSTM y PSDM.

Adicionalmente, se cuenta con el estudio sísmico Santa Ana 2D que abarca el sector sureste del bloque. Dentro del Área Contractual no existen pozos perforados, no obstante, el Operador ha realizado estudios preliminares para la evaluación volumétrica de prospectos, que incluyeron el análisis de 19 pozos del paquete de pozos de Aguas Someras Sur de la Ronda 2.1, así como los datos de pozos de aguas profundas Chelem-1, Holok-1, Kabilil-1 y Cox-1, adquiridos posterior a la fecha efectiva mediante una licencia de uso otorgada por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

La información de antecedentes exploratorios se representa en la figura 3 y se encuentra documentada en el Plan de Exploración anexo al presente dictamen.

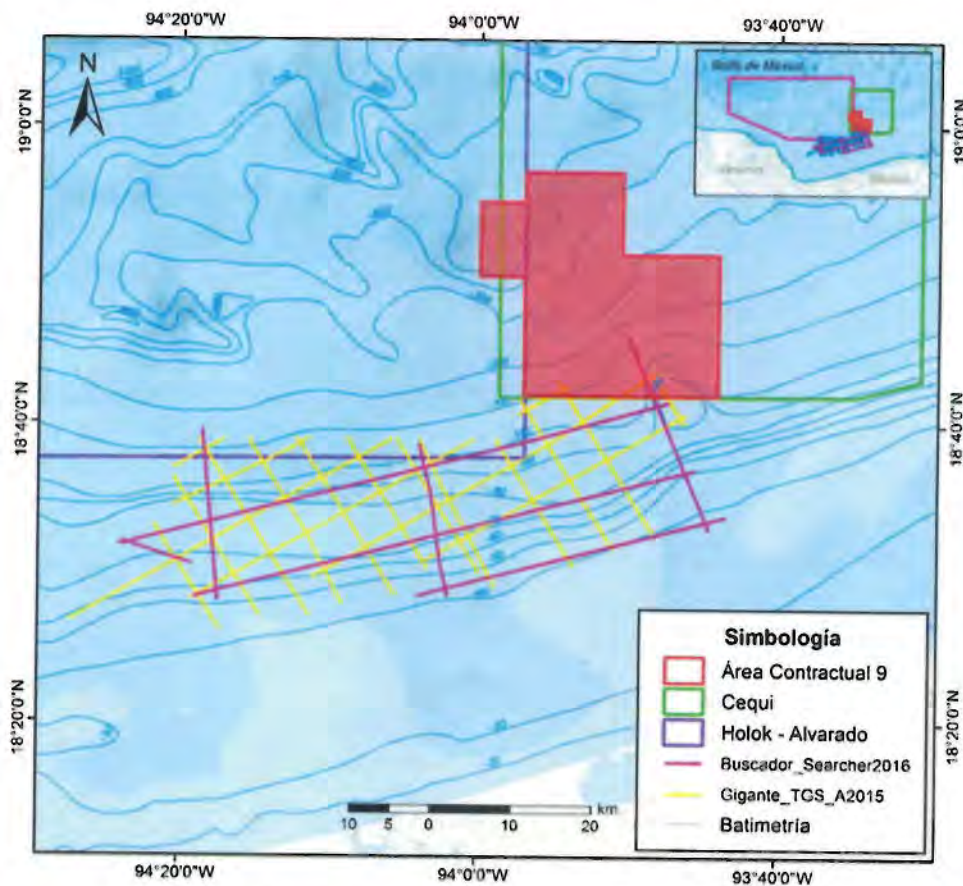


Figura 3. Levantamientos sísmicos en el Área Contractual.

(Fuente: Comisión)

III.2. Plan de Exploración

El Plan de Exploración tiene por objeto la evaluación del potencial petrolero y la incorporación de reservas a partir de uno o más descubrimientos, por lo que el Operador propone una serie de actividades para identificar el potencial de los recursos prospectivos, madurar prospectos para la perforación de al menos dos pozos de exploración a partir de la selección de uno de los 5 escenarios alternativos (Escenario caso base, Escenario alternativo 1, Escenario alternativo 2, Escenario alternativo 3, Escenario alternativo 4) evaluar los resultados obtenidos y, en su caso, continuar con la etapa de evaluación para delimitar, probar y caracterizar los posibles descubrimientos.

Las actividades propuestas consideran el cumplimiento de las fracciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como de los 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 las etapas de evaluación del potencial petrolero y de incorporación de reservas acorde a las etapas de la cadena de valor a la que hace referencia el artículo 15, fracciones I y II 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. Reprocesamiento de información sísmica
2. Estudios exploratorios
3. Perforación de prospectos exploratorios

El cronograma de actividades (figura 4) ilustra las actividades programadas en donde se identifica que estas presentan una secuencia lógica y son acordes a los objetivos del Plan. El cronograma considera actividades contingentes que serían realizadas únicamente en caso de que, conforme al avance y resultados obtenidos

en actividades previas, el Operador considere que son necesarias, es decir, su ejecución no es obligatoria.

Respecto a la planeación de las actividades exploratorias, esta Comisión observa que mediante la ejecución del total de las actividades el Operador podría alcanzar el objetivo planteado, es decir, a través de la generación de prospectos exploratorios jerarquizados para el Área Contractual, y la perforación de 2 pozos exploratorios que permitan capturar el valor al término del Periodo Inicial de Exploración. Asimismo, las Actividades Petroleras contempladas en el Plan, que consisten en el reprocesamiento de información sísmica, estudios exploratorios y la perforación de 2 pozos, están proyectadas para ejecutarse en un periodo de hasta 4 años a partir de la aprobación de este. Algunas de estas actividades de gabinete han comenzado a ser materializadas previo a la emisión del presente dictamen ya que, por su naturaleza, son técnicamente factibles de realizar en oficina. Lo anterior, sin detrimento de que el Período Inicial de Exploración contempla 4 años a partir de la aprobación del Plan, por lo que el Operador deberá ajustar su cronograma de actividades dentro del periodo de la vigencia del Período Inicial de Exploración.

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, abarca las etapas de evaluación del potencial petrolero e incorporación de reservas, lo cual se identifica acorde con las características geológicas, en relación con el estado actual de la Exploración del Área Contractual.



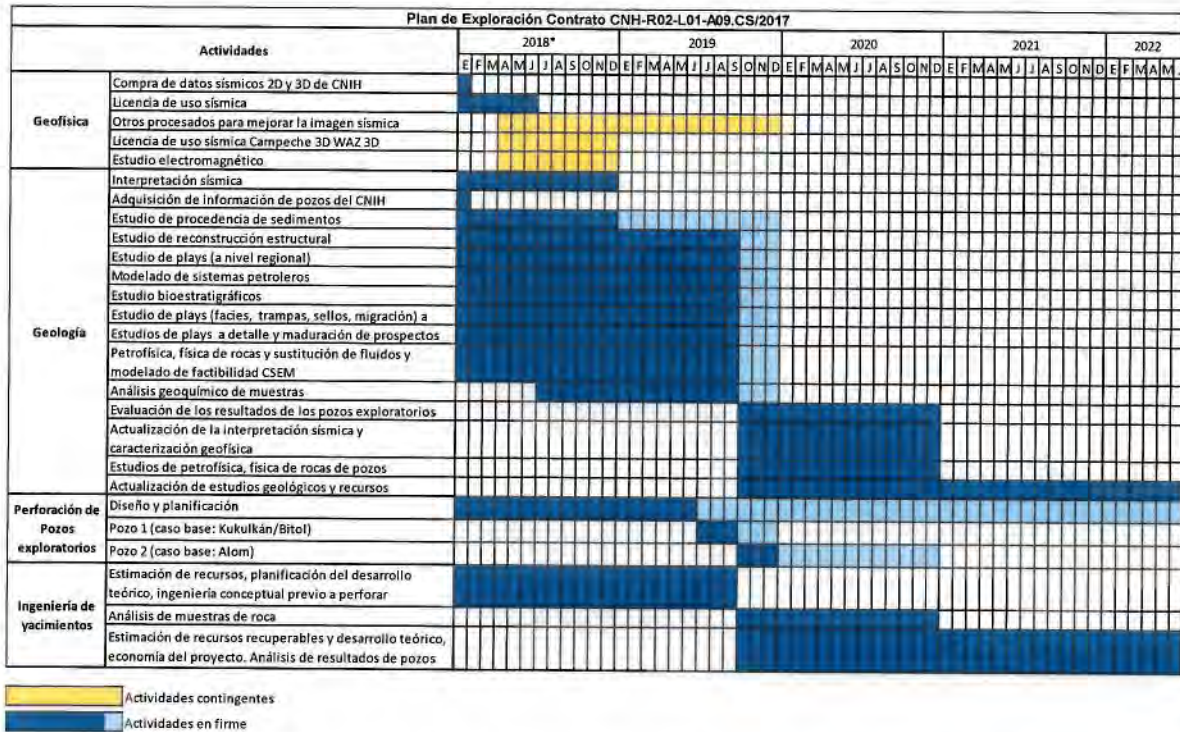


Figura 4. Cronograma de actividades integrado del Plan de Exploración.

*Considera actividades a partir de la fecha efectiva

(Fuente: Comisión, con información del Operador)

III.2.1 Reprocesamiento e interpretación de información geofísica

En relación con la información sísmica utilizada, el Plan de Exploración considera una licencia de uso de la información derivada de la autorización para el Reconocimiento y Exploración Superficial de hidrocarburos número ARES-DSM-MX-15-3P2/451 (Figura 5), otorgada a Dowell Schlumberger de México. S.A. de C.V. las actividades se iniciaron en 2016 y continúan realizándose en 2018, el estudio consiste en el reprocesamiento de información sísmica Campeche South Regional, de la unión de los volúmenes sísmicos Cequi y Holok Alvarado 3D para la aplicación de procesamiento ATTI RTM (*Reverse Time Migration*) este procesamiento ayuda para estructuras cuyo ángulo rebasa los 80° de buzamiento y TTI Kirchhoff PSDM (*Pre-Stack Depth Migration*), y permite una mejor imagen sísmica en zonas con hialocinética, como la del Área Contractual.

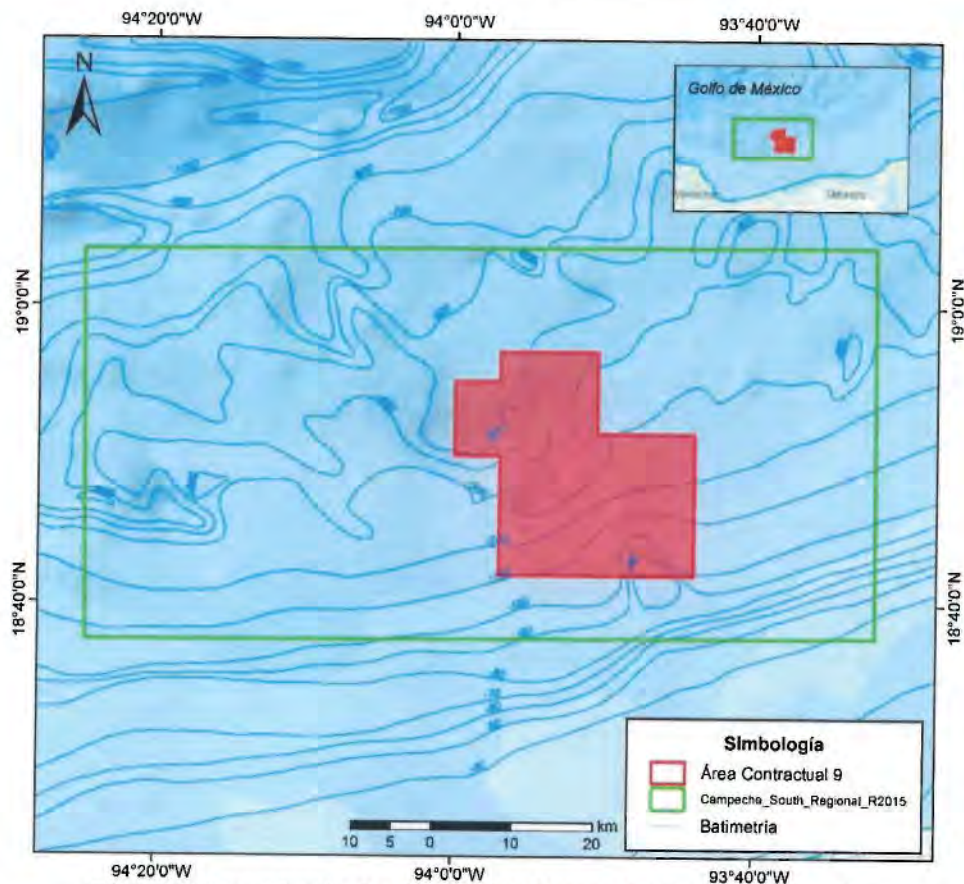


Figura 5. Levantamiento sísmico 3D Campeche South Regional.

(Fuente: Comisión, con información del Operador)

En este contexto, el Operador obtuvo una licencia de uso por una extensión de 2,700 km², de los cuales únicamente se consideran como parte del Plan de Exploración, 562 km² correspondientes al cubrimiento del Área Contractual más 601 km² que resultan de una apertura de datos sísmicos de 4 km respecto al límite del Área Contractual para el posicionamiento de los reflectores en la zona de interés. Dicha apertura servirá para optimizar la imagen resultante en los límites del área contractual

Los parámetros de adquisición utilizados para el reprocesamiento fueron descritos en el Plan de Exploración. De la misma manera se documentaron los algoritmos utilizados en el flujo de trabajo de procesamiento, los cuales incluyen KPSDM y RTM que, a través de la generación de tomografías de velocidad, permitirían mejorar la imagen a profundidad para la visualización de los cuerpos salinos, el detalle estratigráfico y por ende la geometría de las trampas.

En este contexto se identifica que el reprocesamiento de sísmica 3D utiliza tecnología que permite obtener una imagen sísmica mejorada de los volúmenes disponibles para este bloque, particularmente por debajo de la sal, tomando en consideración que los parámetros y algoritmos utilizados facilitan el realce en la calidad y nitidez de las imágenes que favorezcan la definición de posibles prospectos.

Al respecto la Comisión advierte que para efectos de la acreditación de Unidades de Trabajo será factible únicamente por el procesamiento información sísmica en el Área Contractual, para el reprocesamiento KPSDM como RTM, en los términos definidos en el apartado III.4 del presente dictamen, con lo que el Operador podría solicitar la acreditación de hasta 1,405 Unidades de Trabajo. Con relación a estas actividades y de ser el caso, el Operador deberá atender las DISPOSICIONES administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos, particularmente lo correspondiente a los artículos 16, 26, 27, 30 y 33, así como los demás que resulten aplicables.

Adicionalmente, el Plan de Exploración considera como actividad contingente, en caso de que no se obtengan las mejoras esperadas en la imagen sísmica, tanto complementar el procesamiento de información sísmica que podrían consistir en ajustes al modelo de velocidades procesamiento demultiplexado preapilado, actualizaciones de migración y/o procesamiento posterior al apilamiento; así como el levantamiento de cobertura azimutal amplia Campeche 3D WAZ que comprende tanto adquisición como procesado de información sísmica a través de una licencia de uso de la autorización ARES-DSM-MX-15-3P2/441, el cual fue adquirido entre 2015 y 2017 por Dowell Schlumberger de México. S.A. de C.V. Este estudio sísmico está integrado por cinco polígonos, de los cuales el polígono A1 cubre parcialmente el Área Contractual (Figura 6).



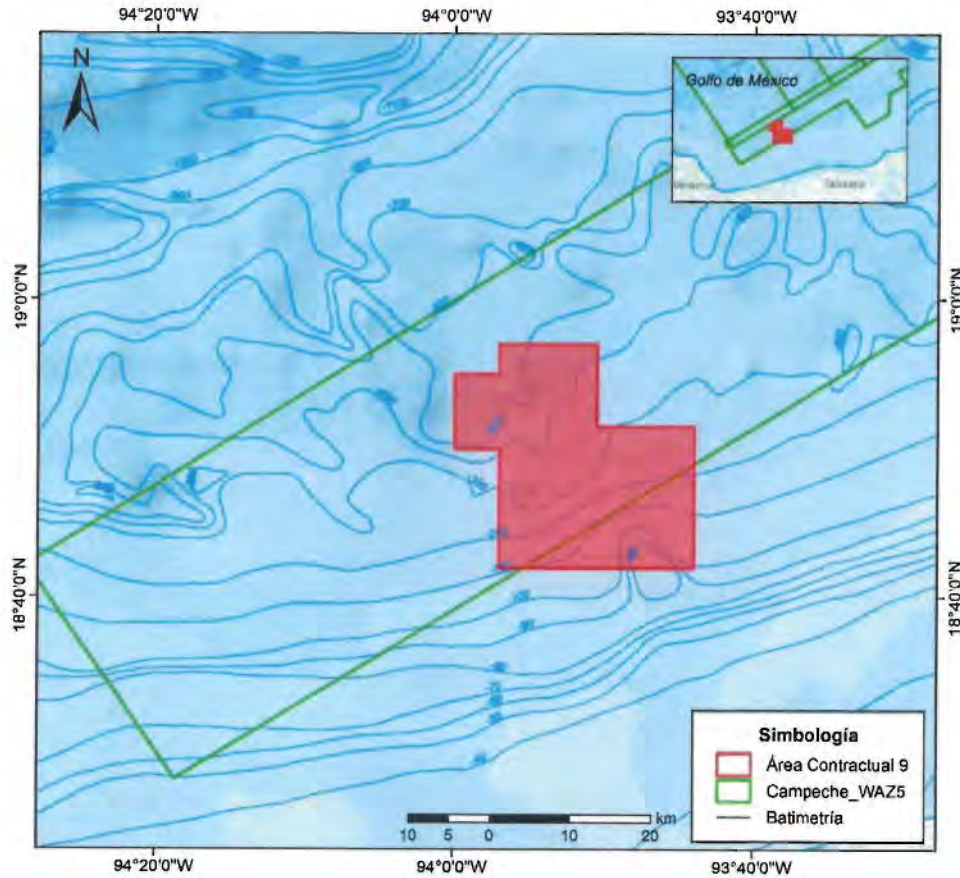


Figura 6. Levantamiento sísmico Campeche 3D WAZ.

(Fuente: Comisión, con información del Operador)

Por otro lado, considera evaluar la posibilidad de adquirir un estudio de adquisición y procesamiento de fuente electromagnética controlada para reducir los riesgos en la integridad de la trampa, saturación de hidrocarburos, y roca almacén, que complemente la interpretación sísmica mediante el cruce de anomalías de resistividad (roca almacén con saturación de hidrocarburos) con las posibles trampas identificadas. Asimismo, el operador ha comprado 240 km de los estudios 2D Buscador (Searcher, ARES-SRC-AU-15-3B1/201) y 360 km de los estudios 2D Gigante (TGS, ARES-TGS-NO-15-6P1 / 195) para complementar la interpretación sísmica hacia el sur donde la sísmica 3D es limitada.

Cabe mencionar que el Operador podría identificar la necesidad de comprar más información derivada de las autorizaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial dependiendo de lo crítico que se consideren para evaluar

adecuadamente los riesgos de exploración y cómo pueden afectar el riesgo relativo, así como la clasificación de los prospectos y oportunidades en el área contractual.

III.2.2 Estudios exploratorios

El Plan de Exploración considera una serie de estudios exploratorios que permitirían evaluar en su totalidad el Área Contractual e identificar aquellas zonas con mayor potencial para contener acumulaciones de hidrocarburos. Este conjunto de estudios, se identifican adecuados para reducir la incertidumbre exploratoria y permitirían al Operador confirmar posibles prospectos a perforar. El resumen de los estudios exploratorios se presenta en la tabla 2. La descripción detallada de estos estudios exploratorios se encuentra contenida en el Plan de Exploración anexo al presente dictamen.

Estudio	Objetivos	Alcances
Interpretación sísmica	[REDACTED]	
Adquisición de información de pozos del CNIH y análisis de los principales tipos de plays prospectivos.		
Estudio de procedencia de sedimentos		
Estudio de reconstrucción estructural		
Estudios de plays (roca almacén, trampas, sellos generación de hidrocarburos y		

g
777

Estudio	Objetivos	Alcances
migración) a nivel regional	[REDACTED]	
Análisis geoquímico de muestras		
Estudio bioestratigráficos		
Estudios de plays (facies, trampas, sellos generación de hidrocarburos y migración) a detalle y maduración de prospectos		
Estudios petrofísicos de pozos existentes		
Estimación de recursos prospectivos		
Reinterpretación sísmica		

4

777



Estudio	Objetivos	Alcances
Reevaluación de los recursos prospectivos.		
Estudios de petrofísica, física de rocas de pozos perforados		
Estudios de delimitación y caracterización inicial		
Análisis de muestras de roca y fluidos		

Tabla 2. Estudios exploratorios programados en el Plan.
(Fuente: Comisión, con información del Operador)

III.2.3 Perforación de prospectos exploratorios

El Operador ha identificado 5 complejos prospectivos principales a partir de las cuales propone los 5 escenarios alternativos para la perforación de prospectos exploratorios. Los prospectos fueron documentados y considerados en la estimación de recursos prospectivos, en conjunto con otras áreas prospectivas que no están consideradas en los posibles escenarios para la perforación de pozos presentada por el Operador en el Plan de Exploración.

[Handwritten signatures and marks in blue ink]

La Tabla 3 muestra los recursos prospectivos estimados por el Operador, mientras que la ubicación de los prospectos documentados se muestra en la Figura 7. Cabe precisar que por la distribución geográfica que guardan los prospectos Yopaat y Akna, el Operador los ha denominado en conjunto complejo Maximon.

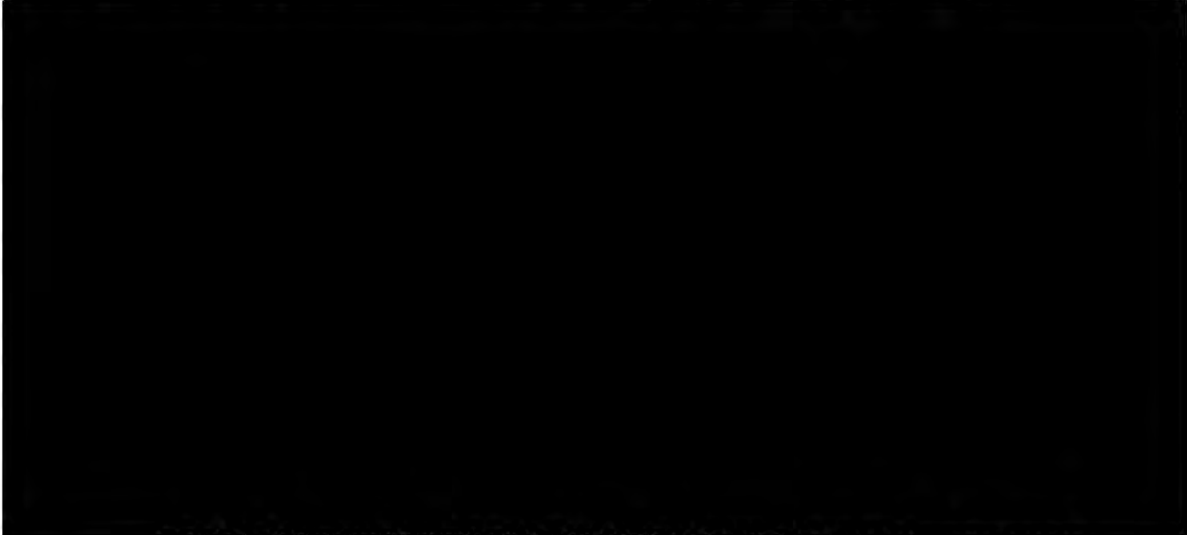


Tabla 3. Estimación de recursos prospectivos y posibles reservas a incorporar.

Nota: En el Plan de Exploración se tienen 15 prospectos documentados. La Tabla muestra información únicamente de los prospectos que se relacionan con los escenarios de perforación de pozos.



Figura 7. Mapa de ubicación de prospectos en el Área Contractual.

(Fuente: Comisión, con información del Operador)

A handwritten signature in blue ink, located to the right of the redacted area.

777

A second handwritten signature in blue ink, located at the bottom right of the page.

Como parte del Plan de Exploración y en cumplimiento al del Programa Mínimo y su Incremento, el Operador plantea la perforación de al menos 2 prospectos una vez que sean determinados los volúmenes prospectivos asociados al riesgo exploratorio para la jerarquización y selección de prospectos a perforar. Para ello, propone 5 escenarios alternativos con la combinación de los prospectos que considera pueden acumular el mayor volumen de recursos prospectivos a evaluar, tomando en consideración que actualmente se encuentra en progreso la maduración de los mismos.

No se omite mencionar que el Operador tomara la decisión del escenario a ejecutar con base en los siguiente:

- Una vez que haya evaluado la calidad de los datos reprocesados finales de "Campeche South Regional", y se haya completado el mapeo inicial de las oportunidades subsalinas;
- Se llevará a cabo una evaluación del valor de la información para evaluar el valor agregado de invertir en el estudio CSEM;
- La decisión con respecto a la estrategia de perforación de exploración considerará si se debe perforar: dos pozos uno tras otro en prospectos separados, un pozo casi vertical con un desvío posterior hacia otro objetivo o ubicación, o un pozo por campaña de perforación para permitir que la incorporación de los resultados del pozo 1 influyan en el objetivo del pozo 2.

Esto se decidirá en función de la jerarquización final de prospectos. A continuación, se describe en que consiste cada uno de estos escenarios:

Alternativa 0 (denominado en el Plan Escenario caso base): Actualmente representa el mejor escenario para la perforación de prospectos exploratorios. Consiste en la perforación de los prospectos Kukulcán y Bitol mediante un solo pozo, que partiría de una trayectoria vertical hacia la estructura del prospecto Kukulcán para posteriormente desviarse hasta alcanzar los objetivos del prospecto Bitol, con una profundidad total de 5,329 m desarrollados. Posteriormente, perforar el prospecto Alom mediante una trayectoria vertical o ligeramente desviada, a una profundidad de 2,575 m. En este escenario considera evaluar un volumen de

[REDACTED] con objetivos que van del Mioceno Inferior al Pleistoceno, así como la acreditación de 107,849 Unidades de Trabajo.

Escenario alternativo 1: Perforar el prospecto Maximon mediante una trayectoria vertical a una profundidad total de 2,790 m y una vez que se haya realizado un descubrimiento, perforar una trayectoria desviada dentro del mismo complejo de alrededor de 1,000 m desarrollados. El este escenario considera evaluar un [REDACTED]

Mioceno Superior y Plioceno Inferior, así como la acreditación de 66,960 Unidades de Trabajo.

Escenario alternativo 2: Perforar el prospecto Maximon mediante una trayectoria vertical a una profundidad de 2,790 m y una vez que se haya realizado un descubrimiento, perforar un segundo pozo en el complejo Maximon hasta una profundidad total de 3,100 m. El este escenario considera evaluar un volumen de [REDACTED]

Superior y Plioceno Inferior, así como la acreditación de 84,493 Unidades de Trabajo.

Escenario alternativo 3: Perforar el prospecto Maximon mediante una trayectoria vertical a una profundidad de 2,790 m, perforar un segundo pozo en el complejo Maximon hasta una profundidad total de 3,100 m para después desviar la trayectoria hacia el complejo denominado Profundo, a una profundidad total de 5,225 m. El este escenario considera evaluar un volumen de recursos prospectivos a la media sin [REDACTED] con objetivos Mioceno Medio, Mioceno Superior y Plioceno Inferior, así como la acreditación de 106,329 Unidades de Trabajo.

Escenario alternativo 4: Perforar el prospecto Maximon mediante una trayectoria vertical a una profundidad de 2,790 m, posteriormente perforar el prospecto Kukulkán con trayectoria desviada a una profundidad total de 2,675 m. El este escenario considera evaluar un volumen de recursos prospectivos a la media sin [REDACTED] con objetivos que van del Mioceno Superior al Plioceno Inferior, así como la acreditación de 79,980 Unidades de Trabajo.

Se advierte que estos escenarios fueron presentados en función del volumen prospectivo a evaluar y la probabilidad de éxito geológico asociado a cada prospecto a la fecha de presentación de la información. No obstante, los resultados que se obtengan de los estudios exploratorios se verían reflejados en estas variables, una vez que se conforme una cartera de prospectos exploratorios jerarquizados, a partir de la cual el Operador contará con los elementos para decidir el escenario a realizar.

Cabe señalar que, en caso de que se realice alguno de los escenarios alternativos 1, 2 o 3, la perforación de 2 trayectorias dentro del mismo complejo prospectivo no sustituye a las actividades a realizar como parte de un posible Programa de Evaluación, en términos de la Cláusula 5.2 del Contrato, y conforme a lo establecido por el Operador como parte de la estrategia exploratoria.

La documentación de estos prospectos, así como las configuraciones estructurales y secciones sísmicas interpretadas se incluyen en el Plan de Exploración con carácter preliminar. Asimismo, se incluye un programa preliminar de adquisición de información de pozo para cualquiera de los escenarios antes descritos, donde destaca lo siguiente.

Actividad	Descripción
Adquisición de registros geofísicos de pozo	Adquirir curvas rayos Gamma, resistividad, sónico, porosidad, registros especiales (rayos Gamma espectral, imágenes de microresistividad, sónico de resonancia magnética, registros de composición mineralógica y/o de elementos, etc.) mediante LWD (Logging While Drilling), WL (Wireline), además de VSP (Vertical Seismic Profile) o SWD (Seismic While Drilling)
Adquisición de muestras de núcleo	Obtener muestras de núcleos de pared y de fondo de las formaciones objetivo para análisis de laboratorio y RCALs.
Análisis convencionales de núcleos (RCALs)	Analizar la petrografía básica y en secciones delgadas. Analizar las muestras con rayos-X y análisis MEB. Evaluar la porosidad, la permeabilidad, la saturación del fluido, la densidad del grano, la litología y la textura.
Análisis especiales de núcleos (SCALs)	Analizar las propiedades específicas para las muestras. Determinar la presión capilar, permeabilidad relativa, daño de formación, el tiempo de relajación de resonancia magnética nuclear (RNM), factor de recuperación, mojabilidad. Evaluar resultados de la tomografía, geomecánica, rayos gamma espectral, análisis de fracturas (triaxiales y caracterización de fracturas, para utilizarlos en la calibración de los registros y caracterización de los yacimientos.
Presiones MDT	Medir puntos de presión en el pozo para caracterizar las zonas de interés

777

Actividad	Descripción
Pruebas de formación miniDST a través de MDT	Extracción de cantidades muy pequeñas de fluidos de formación hacia la superficie
Muestras MDT	Obtener muestras de fluidos en el pozo para caracterizar las zonas de interés mediante análisis geoquímicos y PVT (Presión-Volumen-Temperatura)

Tabla 4. Programa preliminar de adquisición de información de pozo.

(Fuente: Comisión, con información del Operador)

Con la ejecución de cualquiera de los escenarios alternativos propuestos para la perforación de pozos, de acuerdo con la profundidad total y tirantes de agua estimados por el Operador, podría dar cumplimiento al Incremento en el Programa Mínimo correspondiente a 61,100 Unidades de Trabajo, conforme a lo establecido en Anexo 5 del Contrato.

Cabe destacar que tanto la profundidad de los objetivos como la profundidad total de los prospectos son propuestas de carácter preliminar, por lo que podrían presentar variaciones una vez que se confirmen las coordenadas de la ubicación y diseño del pozo definitivos, los cuales deberán respetar las estructuras y objetivos planteados en alguno de los escenarios alternativos propuestos, en armonía con lo establecido el Artículo 40, fracción I de los Lineamientos.

La selección del escenario a realizar, así como la documentación definitiva de los prospectos a perforar deberá ser presentada ante la Comisión junto con la solicitud de Autorización de Perforación. En el mismo contexto, la Comisión validará los nombres de los prospectos a perforar, de acuerdo con el Anexo III de los *Lineamientos de Perforación de Pozos*.

III.2.4. 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 concluida la perforación y/o las pruebas de formación, de así requerirlo, el Operador deberá realizar el abandono temporal de los pozos perforados. El taponamiento de los pozos deberá llevarse a cabo en apego con las mejores prácticas de la industria y de conformidad con las normas y regulaciones aplicables.

[Handwritten signature]
777

[Handwritten signature]

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 la Tabla 5, incluyendo a las actividades que darían cumplimiento al Programa Mínimo Trabajo.

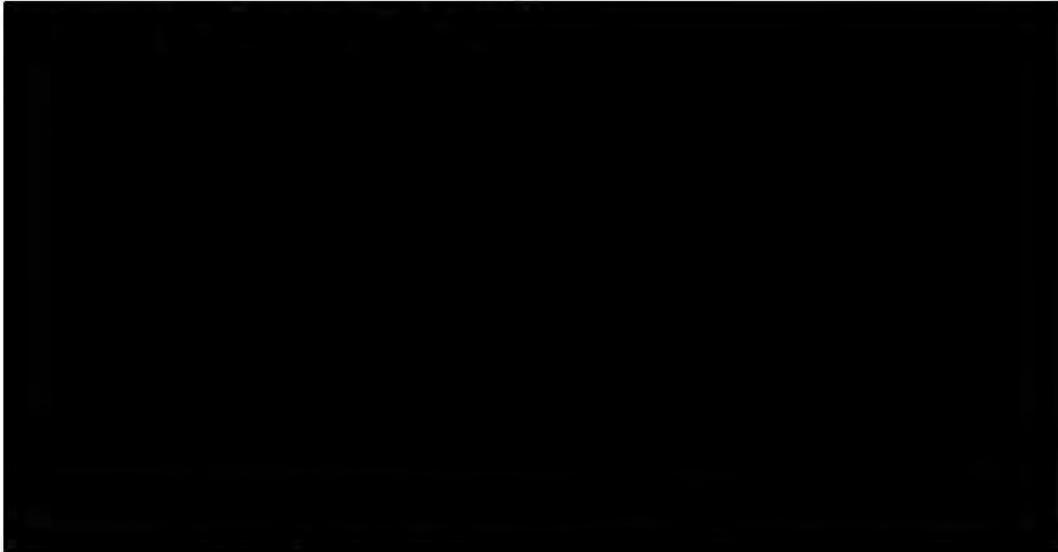


Tabla 5. Actividades e inversiones del Plan de Exploración.

(Fuente: Comisión, con información del Operador)

El sustento documental para la ejecución del Plan de Exploración, respecto a las Actividades Petroleras contempladas, en relación con la adquisición, procesamiento e interpretación sísmica, así como estudios exploratorios y perforación de prospectos exploratorios, fue presentado por el Operador como parte integrante del Plan de Exploración.

III.4 Programa Mínimo de Trabajo

El compromiso adquirido por el Contratista es el de realizar 2,500 Unidades de Trabajo como Programa Mínimo de Trabajo, más un Incremento en el Programa Mínimo de Unidades de Trabajo equivalente al valor de dos pozos exploratorios en el Área Contractual, el valor de cada pozo exploratorio es de 29,300, es decir un total de 58,600 Unidades de Trabajo. En total para el Periodo Inicial de Exploración se asocian 61,100 Unidades de Trabajo.

4
777

La meta por alcanzar con el Plan propuesto por el Operador y conforme a su cómputo es de entre 69,441 y 108,688 Unidades Trabajo conforme a los diversos escenarios alternativos, tomando en consideración la ejecución de estudios exploratorios, el reprocesamiento e interpretación sísmica 3D, la perforación de 2 pozos y sus correspondientes programas de adquisición de datos de pozo. No obstante, se precisan las siguientes consideraciones:

- i. Únicamente se puede acreditar hasta el 200% de la superficie tomando en consideración dos tipos de reprocesamiento (PSDM y RTM), es decir 100% por cada tipo de reprocesamiento, ó 200% por un solo tipo de reprocesamiento, resultando en un máximo de 1,405 Unidades de Trabajo.
- ii. Con relación a la perforación de pozos y sus respectivos programas de adquisición de información documentados en el Plan de Exploración, la acreditación de las Unidades de Trabajo por registros geofísicos, adquisición y análisis de muestras de roca y de fluidos, estará sujeta a lo establecido en el numeral 9 del Anexo 5 del Contrato, así como el programa definitivo de los mismos.

Al respecto, con base en la información presentada por el Operador, la Comisión considera que podría acreditar Unidades de Trabajo conforme a los siguientes escenarios:

Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Perforación Kukulcán/Bitol	mbnm	según profundidad	5,329	56,948
Perforación Alom	mbnm	según profundidad	2,575	31,600
Registros de correlación (calibre del pozo, rayos Gamma, SP, PEF)	m	0.12	7,574	908.88
Registros de resistividad	m	0.12	7,574	908.88
Registros porosidad	m	0.12	7,574	908.88
Registros geofísicos (ondas S y P)	m	0.12	7,574	908.88
Registros especiales (imagen, resonancia magnética nuclear, mineralógica, otros)	m	0.35	6,204	2171.4
Registros sísmicos (VSP, sísmico durante perforación)	estación	0.65	348	226.33
Núcleos	m	1.5	96	144

Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Núcleos de pared	lote	5	125	625
Registros de presión (MDT, XPT, presión registrado durante la perforación)	Medición de presión	60	20	1,200
Muestras de fluidos (MDT)	muestra	900	7	6,300
Prueba de formación (DST, mini-DST con herramienta MDT)	prueba	700	3	2,100
Análisis de muestras de roca y fluidos	análisis	según tipo de análisis	por definir	1,025
Datos comprados de CNIH (geofísicos, pozos)	por cada 1,000 USD	0.5	336,000	168
Reprocesado Campeche South Regional	km ²	1.25	1124.75	1,406
Interpretación sísmica	Área Contractual	100	1	100
Evaluación de recursos prospectivos	Área Contractual		1	200
Total				107,849.68
Actividades Contingentes				
Adquisición y procesamiento sísmica 3D WAZ,	km ²	4	1124.75	4,499
Estudio Electromagnético de Fuente Controlada	km ²	3	562.375	1,687

Tabla 6. Actividades y Unidades de Trabajo del escenario Caso Base.

(Fuente: Comisión, con información del Operador)

Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Perforación Maximon vertical	mbnm	según profundidad	2,790	33,320
Perforación Maximon desviado	mbnm	según profundidad	1,000	18,000
Registros de correlación (calibre del pozo, rayos Gamma, SP, PEF)	m	0.12	3,264	391.68
Registros de resistividad	m	0.12	3,264	391.68
Registros porosidad	m	0.12	3,264	391.68
Registros geofísicos (ondas S y P)	m	0.12	3,264	391.68
Registros especiales (imagen, resonancia magnética nuclear, mineralógica, otros)	m	0.35	2,500	875
Registros sísmicos (VSP, sísmico durante perforación)	estación	0.65	113	73.45
Núcleos	m	1.5	128	192

Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Núcleos de pared	lote	5	80	133.33
Registros de presión (MDT, XPT, presión registrado durante la perforación)	Medición de presión	60	25	1,500
Muestras de fluidos (MDT)	muestra	900	7	6,300
Prueba de formación (DST, mini-DST con herramienta MDT)	prueba	700	3	2,100
Análisis de muestras de roca y fluidos	análisis	según tipo de análisis	por definir	1,025
Datos comprados de CNIH (geofísicos, pozos)	por cada 1,000 USD	0.5	336,000	168
Reprocesado Campeche South Regional	km ²	1.25	1,124.75	1,406
Interpretación sísmica	Área Contractual	100	1	100
Evaluación de recursos prospectivos	Área Contractual		1	200
Total				66,960
Actividades Contingentes				
Adquisición y procesamiento sísmica 3D WAZ,	km ²	4	1124.75	4,499
Estudio Electromagnético de Fuente Controlada	km ²	3	562.375	1,687

Tabla 7. Actividades y Unidades de Trabajo del escenario Alternativo 1.

(Fuente: Comisión, con información del Operador)

Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Perforación Maximon vertical	mbnm	según profundidad	2,790	33,320
Perforación Maximon evaluación	mbnm	según profundidad	3,100	35,800
Registros de correlación (calibre del pozo, rayos Gamma, SP, PEF)	m	0.12	4,999	599.88
Registros de resistividad	m	0.12	4,999	599.88
Registros porosidad	m	0.12	4,999	599.88
Registros geofísicos (ondas S y P)	m	0.12	4,999	599.88
Registros especiales (imagen, resonancia magnética nuclear, mineralógica, otros)	m	0.35	3,300	1,155
Registros sísmicos (VSP, sísmico durante perforación)	estación	0.65	249.95	162.47
Núcleos	m	1.5	64	96

Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Núcleos de pared	lote	5	100	166.67
Registros de presión (MDT, XPT, presión registrado durante la perforación)	Medición de presión	60	25	1,500
Muestras de fluidos (MDT)	muestra	900	7	6,300
Prueba de formación (DST, mini-DST con herramienta MDT)	prueba	700	3	2,100
Análisis de muestras de roca y fluidos	análisis	según tipo de análisis	por definir	1,025
Datos comprados de CNIH (geofísicos, pozos)	por cada 1,000 USD	0.5	336,000	168
Reprocesado Campeche South Regional	km ²	1.25	1,124.75	1,406
Interpretación sísmica	Área Contractual	100	1	100
Evaluación de recursos prospectivos	Área Contractual		1	200
Total				84,493.15
Actividades Contingentes				
Adquisición y procesamiento sísmica 3D WAZ,	km ²	4	1124.75	4,499
Estudio Electromagnético de Fuente Controlada	km ²	3	562.375	1,687

Tabla 8. Actividades y Unidades de Trabajo del escenario Alternativo 2.

Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Perforación Maximon vertical	mbnm	según profundidad	2,790	33,320
Perforación Maximon-desviación Profundo	mbnm	según profundidad	5,225	55,700
Registros de correlación (calibre del pozo, rayos Gamma, SP, PEF)	m	0.12	7,098	851.76
Registros de resistividad	m	0.12	7,098	851.76
Registros porosidad	m	0.12	7,098	851.76
Registros geofísicos (ondas S y P)	m	0.12	7,098	851.76
Registros especiales (imagen, resonancia magnética nuclear, mineralógica, otros)	m	0.35	5,695	1,993.25
Registros sísmicos (VSP, sísmico durante perforación)	estación	0.65	249.95	162.47
Núcleos	m	1.5	96	144
Núcleos de pared	lote	5	125	208.33

Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Registros de presión (MDT, XPT, presión registrado durante la perforación)	Medición de presión	60	25	1,500
Muestras de fluidos (MDT)	muestra	900	7	6,300
Prueba de formación (DST, mini-DST con herramienta MDT)	prueba	700	3	2,100
Análisis de muestras de roca y fluidos	análisis	según tipo de análisis	por definir	1,025
Datos comprados de CNIH (geofísicos, pozos)	por cada 1,000 USD	0.5	336,000	168
Reprocesado Campeche South Regional	km ²	1.25	1,124.75	1,406
Interpretación sísmica	Área Contractual	100	1	100
Evaluación de recursos prospectivos	Área Contractual		1	200
Total				106,329.59
Actividades Contingentes				
Adquisición y procesamiento sísmica 3D WAZ,	km ²	4	1124.75	4,499
Estudio Electromagnético de Fuente Controlada	km ²	3	562.375	1,687

Tabla 9. Actividades y Unidades de Trabajo del escenario Alternativo 3.

Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Perforación Maximon vertical	mbnm	según profundidad	2,790	33,320
Perforación Kukulcán	mbnm	según profundidad	2,675	32,400
Registros de correlación (calibre del pozo, rayos Gamma, SP, PEF)	m	0.12	4,839	580.68
Registros de resistividad	m	0.12	4,839	580.68
Registros porosidad	m	0.12	7,098	851.76
Registros geofísicos (ondas S y P)	m	0.12	4,839	580.68
Registros especiales (imagen, resonancia magnética nuclear, mineralógica, otros)	m	0.35	3,895	1,363.25
Registros sísmicos (VSP, sísmico durante perforación)	estación	0.65	242	157.27
Núcleos	m	1.5	96	144
Núcleos de pared	lote	5	125	208.33
Registros de presión (MDT, XPT, presión registrado durante la perforación)	Medición de presión	60	25	1,500

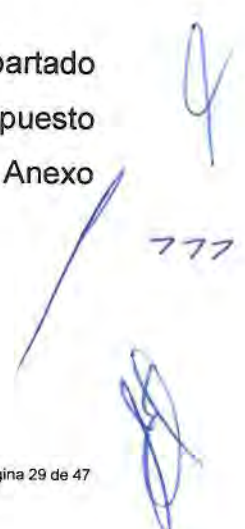
Actividad	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Asociadas a la actividad
Muestras de fluidos (MDT)	muestra	900	6	5,400
Prueba de formación (DST, mini-DST con herramienta MDT)	prueba	700	2	1,400
Análisis de muestras de roca y fluidos	análisis	según tipo de análisis	por definir	1,025
Datos comprados de CNIH (geofísicos, pozos)	por cada 1,000 USD	0.5	336,000	168
Reprocesado Campeche South Regional	km ²	1.25	1,124.75	1,406
Interpretación sísmica	Área Contractual	100	1	100
Evaluación de recursos prospectivos	Área Contractual		1	200
Total				79,980.15
Actividades Contingentes				
Adquisición y procesamiento sísmica 3D WAZ,	km ²	4	1124.75	4,499
Estudio Electromagnético de Fuente Controlada	km ²	3	562.375	1,687

Tabla 10. Actividades y Unidades de Trabajo del escenario Alternativo 4.

De lo anterior se identifica que, de ejercerse totalmente cualquiera de los escenarios alternativos del Plan de Exploración, daría cumplimiento amplio al Programa Mínimo de Trabajo y al Incremento en el Programa Mínimo dentro del Periodo Inicial de Exploración. Dicha acreditación de Unidades de Trabajo por parte de la Comisión estará sujeta al cumplimiento total y suficiente de las actividades factibles de acreditar de Unidades de Trabajo, 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 Anexo al Plan de Exploración.



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] asociados a 15 prospectos cuyos objetivos incluyen rocas de edad Pleistoceno, Plioceno, Mioceno Superior-Medio-Inferior. En este sentido, el Operador continúa realizando actividades de Exploración que podrían impactar en la estimación de estos volúmenes. Por lo que previo a la perforación de prospectos exploratorios, el Operador deberá contar con un portafolio de oportunidades exploratorias maduras con recursos prospectivos y riesgos asociados. No obstante, con la ejecución del escenario del caso base, se espera evaluar un recurso prospectivo a la media sin riesgo de 365 mmbbls.

III.7 Análisis de inversiones

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, Ingeniería de Yacimientos, Otras Ingenierías, 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

Handwritten marks: a blue checkmark, the number '777', and a blue scribble.

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 8. Opciones para seleccionar comparativo de referencia

(Fuente: Comisión)

De acuerdo con las alternativas presentadas en la Figura 8, 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;
- ii. 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;
- iii. 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;
- iv. 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.

Handwritten blue ink marks and signatures. There are several scribbles and lines, including a large 'V' shape, a horizontal line with three short vertical ticks below it, and a large, stylized signature at the bottom right.

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 considera cinco escenarios alternos entre sí, por un monto aproximado de [REDACTED]

Escenario 4¹; Las siguientes figuras muestran al Programa de inversiones desglosado, para la Actividad petrolera Exploración, para cada uno de los escenarios presentados por el Operador.

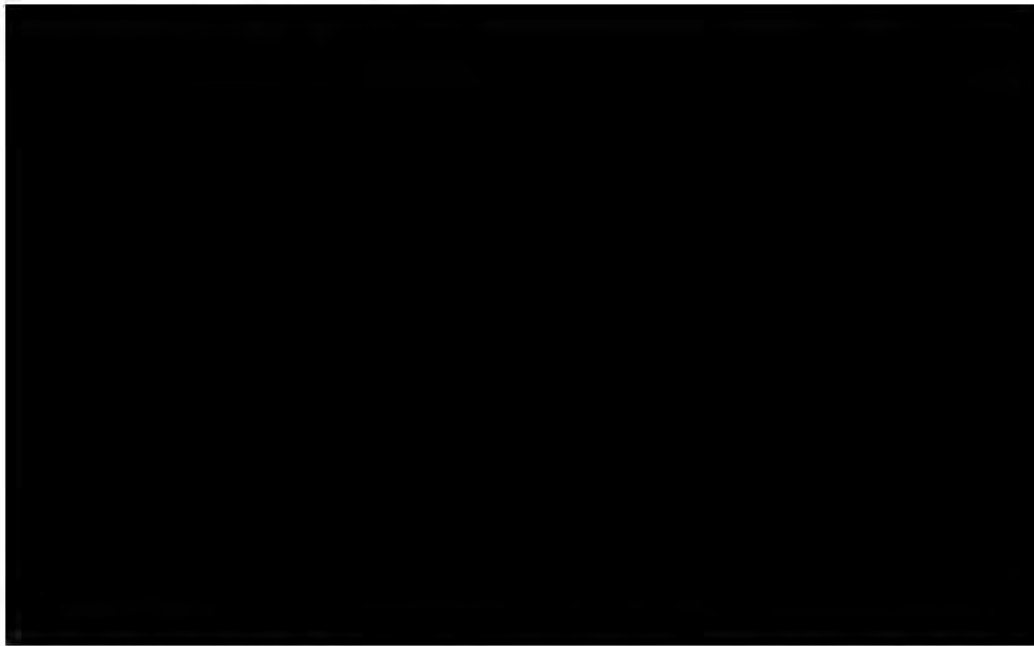


Figura 9. Distribución de Programa de Inversiones total, por Sub-actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)



Handwritten blue ink marks, including a large checkmark and several scribbles, located on the right side of the page.

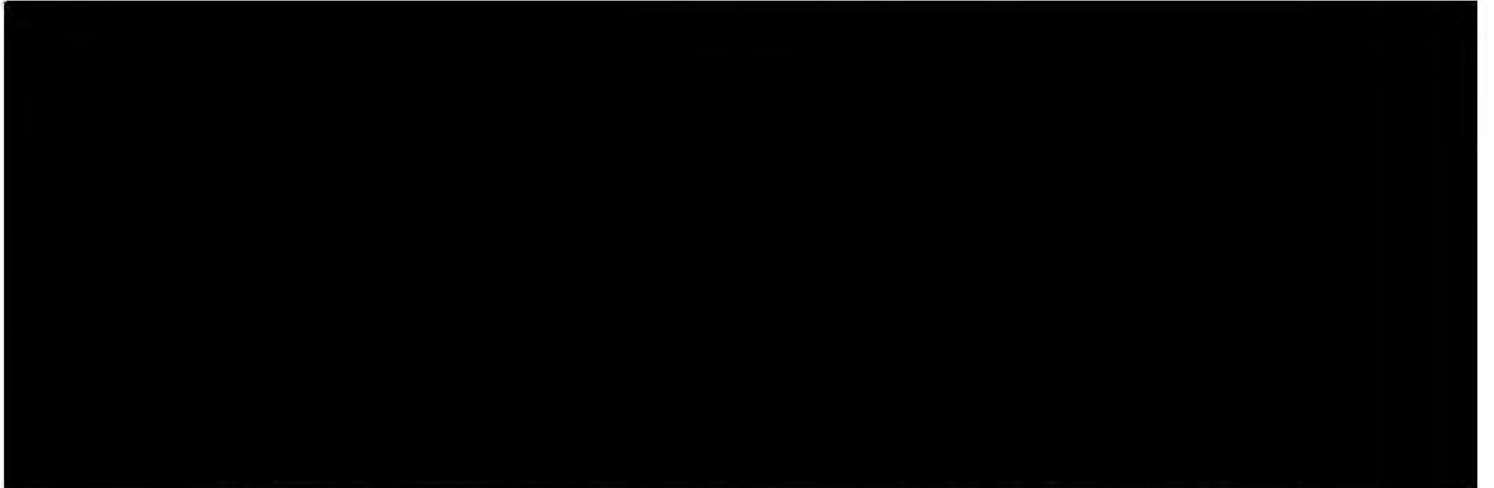


Tabla 11. Desglose anual del Programa de Inversiones del Plan de Exploración, Escenario Base

(Montos en dólares de Estados Unidos)²

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

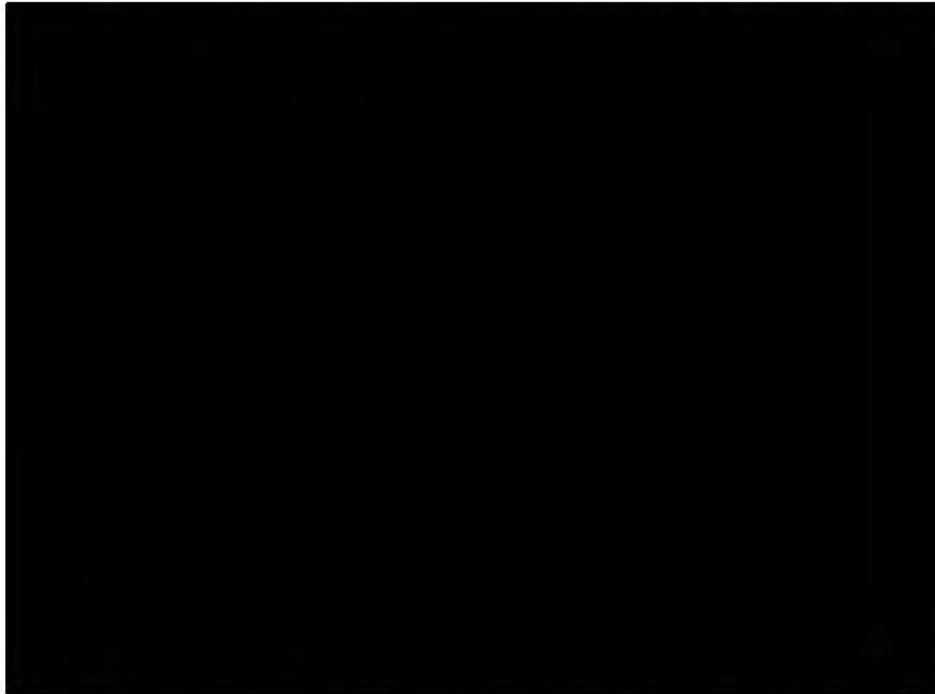


Figura 10. Distribución de Programa de Inversiones total, por Sub-actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

² Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.

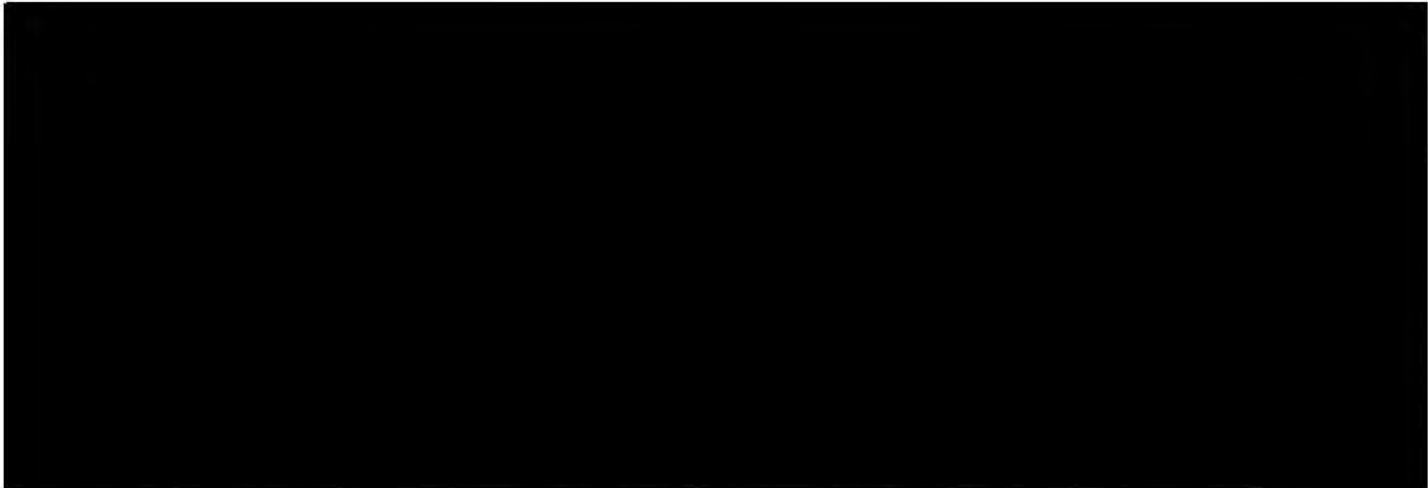


Tabla 11. Desglose anual del Programa de Inversiones del Plan de Exploración, Escenario 1
(Montos en dólares de Estados Unidos)³

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

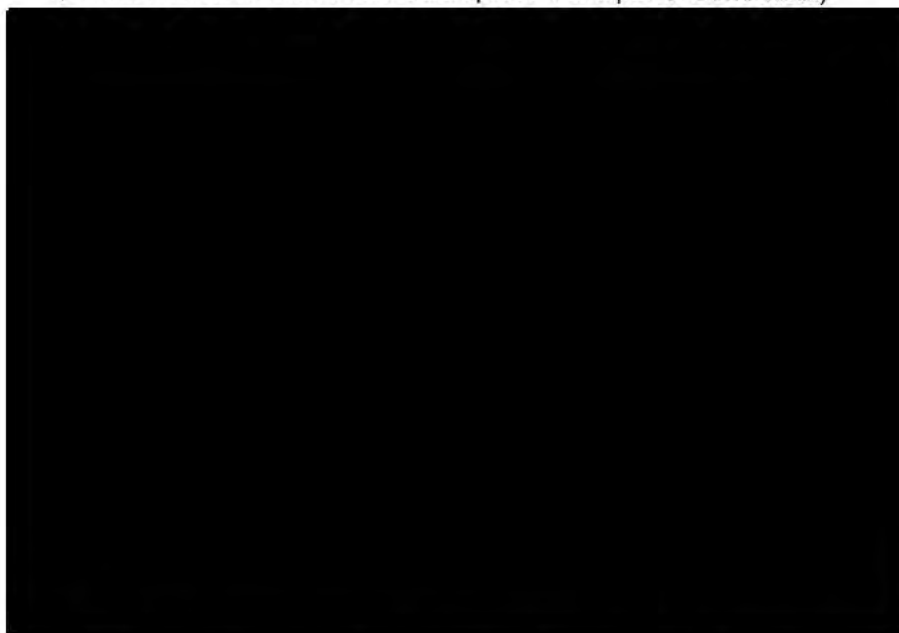


Figura 11. Distribución de Programa de Inversiones total, por Sub-actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

³ Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.



Tabla 12. 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)

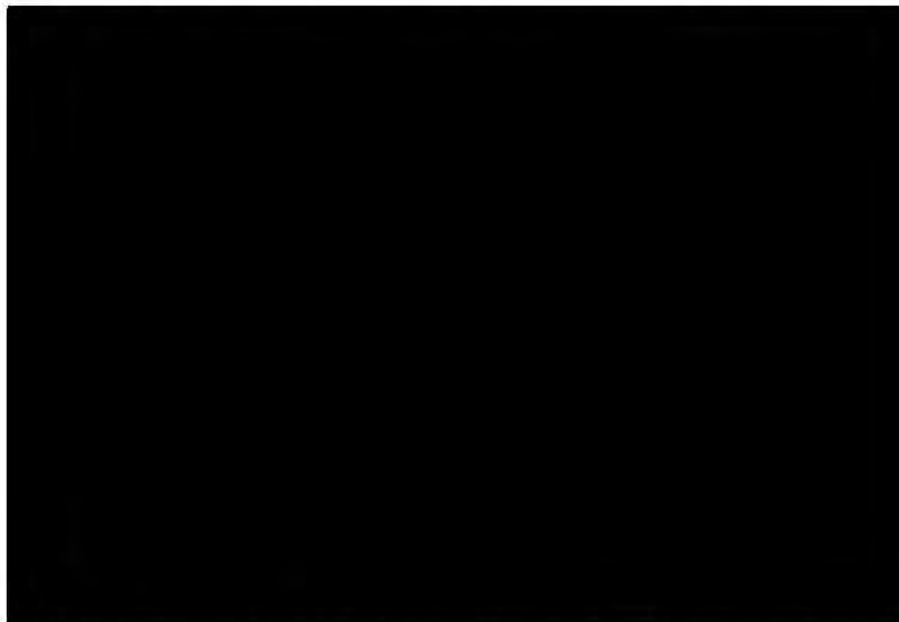


Figura 12. Distribución de Programa de Inversiones total, por Sub-actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

[Handwritten blue ink marks: a long diagonal stroke, a vertical line, the number 777, and a signature]

⁴ Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.



Tabla 13. Desglose anual del Programa de Inversiones del Plan de Exploración, Escenario 3
(Montos en dólares de Estados Unidos)⁵

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

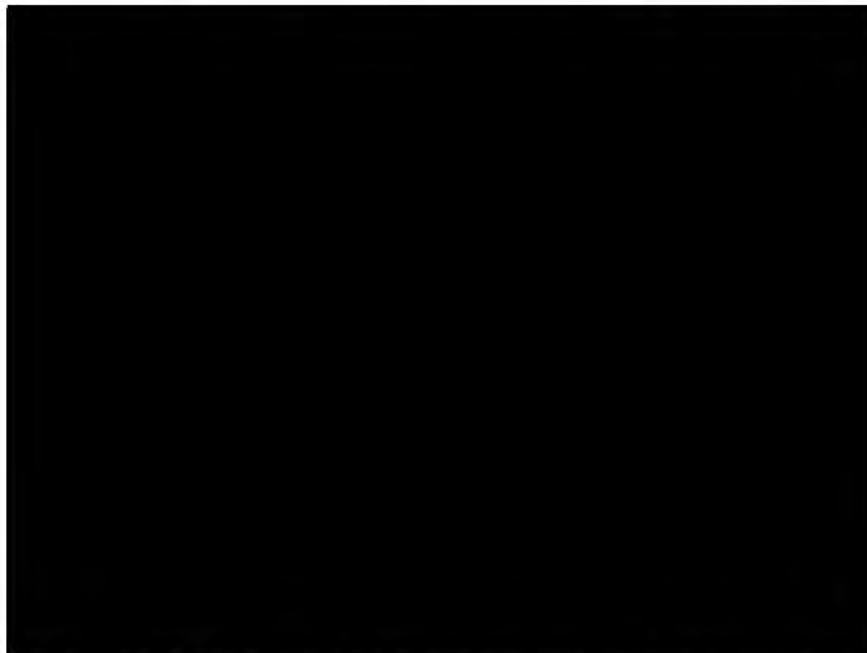


Figura 13. Distribución de Programa de Inversiones total, por Sub-actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Handwritten blue ink marks, including a checkmark, the number '777', and a signature.

⁵ Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.



Tabla 14. Desglose anual del Programa de Inversiones del Plan de Exploración, Escenario 4

(Montos en dólares de Estados Unidos)⁶

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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 14. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Exploración, Escenario Base

(Montos en millones de dólares de Estados Unidos)

(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

⁶ Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.



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)



Figura 17. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Exploración, Escenario 3
(Montos en millones de dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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



Figura 18. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Exploración, Escenario 4
(Montos en millones de dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

Como se observa en las figuras 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. En tal virtud, la opinión de la DGEEE es favorable respecto a la aprobación del Plan de Exploración en los términos solicitados 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 de Exploración del Contrato CNH-R02-L01-A9.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
 - 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.430.2018.359 recibido el 19 de septiembre de 2018, respecto a la información presentada por el Operador señala “...se considera probable que se cumpla con las obligaciones de contenido nacional del Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017; en consecuencia, esta Unidad tiene una opinión favorable con respecto al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional para la etapa de Exploración presentado por Capricorn”. Lo anterior, acorde con lo establecido en la Cláusula 20.3 del Contrato.

Asimismo, en relación con el Programa de 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.430.2018.0405, recibido en la Comisión el 22 de octubre de 2018 lo siguiente:

“...que esta Unidad tiene una opinión favorable con respecto al Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología propuesto para el Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017.

Sin perjuicio de lo anterior, considerando que las actividades de dicha empresa se encuentran en las fases iniciales de exploración, el Contratista deberá informar a esta Unidad las actividades que llevará a cabo para la implementación de dicho programa, a fin de que éste corresponda a las etapas de ejecución del Plan de Exploración de referencia.

Lo anterior, en atención a las facultades de seguimiento y verificación de esta Unidad respecto al cumplimiento periódico del Programa de Transferencia de Tecnología". [sic]

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, la ASEA informó a esta Comisión mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0348/2018, recibido en la Comisión el 9 de abril de 2018 que, "El Operador Capricorn Energy México S. de R.L. de C.V., ingresó el 8 de marzo de 201, la solicitud de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y de la Clave Única de Registro del Regulado, mediante escrito sin número de 08 de marzo del mismo año. Misma que a la fecha del presente se encuentra en proceso de evaluación por parte de esta AGENCIA". [sic]

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, tomando en consideración 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, por lo que se establece que "la Comisión contempla suficiente que los Operadores Petroleros acrediten al menos haber presentado a la Comisión el registro, la Clave Única de Registro del Regulado o cualquier otro documento que dé constancia de la tramitación o aprobación del requisito contenido en el artículo 33, fracción V de los Lineamientos.

Por lo anterior, se emite el presente dictamen técnico, 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, a través del procesamiento de información sísmica 3D, de la ejecución de estudios exploratorios y de la perforación de hasta 2 prospectos exploratorios con posibilidad de incorporar reservas de hidrocarburos acorde a 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 de Exploración es acorde a las Mejores Prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial petrolero y la incorporación de reservas, mediante estudios exploratorios técnicas de reprocesamiento sísmico de última generación que sirven de base para disminuir la incertidumbre asociada a los prospectos a perforar, así como para la perforación de pozos y para la toma de información. Lo anterior, en relación con la cadena de valor del proceso exploratorio, con lo cual se concluye que, se aplicarían las Mejores Prácticas III.2 y con Cláusulas 4.1 y 15.2 del Contrato.

- **Incorporación de reservas.** De acuerdo con la estimación de recursos prospectivos y riesgo geológico presentados por el Operador en el Plan de Exploración, la Comisión identifica una posible incorporación de recursos prospectivos sin riesgo del orden de [REDACTED] mediante la perforación de 2 pozos conforme a los escenarios propuestos. Lo anterior, acorde a lo establecido en el artículo 15 fracción II de los Lineamientos y da cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato.

- **Delimitación del área.** La delimitación asociada a descubrimientos no es posible en esta fase del proceso exploratorio, en el que existe un alto grado de incertidumbre, sin embargo, el conjunto de actividades propuesto en el Plan contribuiría en gran medida a reducir la incertidumbre y definir los prospectos a perforar que, en caso de que resulten en uno o más descubrimientos, podrían considerarse actividades para su delimitación dentro de un Programa de Evaluación de conformidad con las Cláusulas 5.1 y 5.2 del Contrato.

De lo anterior, se advierte que actualmente no es técnicamente posible la delimitación del área en el Plan a la que refiere el artículo 15 de los Lineamientos y

el artículo 44 fracción I de la Ley de Hidrocarburos. Lo anterior, considerando que esta Comisión debe evaluar técnicamente que el Plan de Exploración considere las Actividades Petroleras acordes a la cadena de valor.

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, procesamiento de información sísmica, la perforación de 2 pozos y el programa de toma de información, se dispondrá de un mayor entendimiento del subsuelo que permitirá identificar los elementos de riesgo e incertidumbre geológica y evaluar el potencial petrolero a través de un sustento técnico robusto en ambientes de aguas someras asociado a tectónica salina.
- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** En relación a la estrategia exploratoria propuesta por el Operador y de las actividades propuestas, particularmente la perforación de cuando menos 2 pozos exploratorios, y en el supuesto del éxito exploratorio, el Operador estaría en posibilidades de probar la existencia de Hidrocarburos en el subsuelo asociado a una incorporación de recursos prospectivos sin riesgo del orden de [REDACTED] 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 reprocesado de información sísmica definidos en el Plan, cuya aplicación resultaría adecuada para mejorar considerablemente la calidad de la imagen sísmica del subsuelo asociado a estructuras complejas por la presencia de sal. El reprocesado sísmico será el sustento de los estudios exploratorios, mismos que coadyuvarán a evaluar el

potencial petrolero del área y reducir el riesgo geológico. Con respecto a la perforación de pozos resaltan las tecnologías de perforación en lote (*batch drilling*), la sísmica durante la perforación (SWD, *seismic while drilling*) y las pruebas de formación miniDST con la herramienta MDT. Con lo cual se advierte que, la propuesta de la tecnología a utilizar es acorde con las mejores prácticas de la industria.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración.** De acuerdo a la información presentada en el Plan de Exploración, los resultados que el Operador plantea obtener de acuerdo a la secuencia y tiempos de ejecución de las actividades exploratorias a desarrollar, la Comisión concluye que se alinean a un proceso exploratorio acorde con las características geológicas y operativas del Área Contractual, toda vez que, el Operador orientaría el desarrollo de actividades propias de la evaluación del potencial petrolero y la incorporación de reservas a efectos de descubrir acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo dentro 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 se concluye que están técnicamente justificadas, dado el 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 a la estrategia exploratoria y la etapa del proceso exploratorio, ya que permitirían acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y, de materializarse algún descubrimiento, la eventual incorporación de reservas.

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 inversiones programadas.** Al respecto, se advierte que el Operador presentó el Programa de Inversiones, mismo que contempla un escenario caso base y 4 alternativas con inversiones en un rango de [REDACTED]

para el Periodo Inicial de Exploración, como se presenta en el Apartado III.6 del presente dictamen.

- **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 los objetivos planteados, orientados a la evaluación del potencial petrolero y a la posible incorporación de reservas.

- **Pronóstico de la incorporación de reservas.** Con la perforación de los prospectos considerados en el escenario base del Plan de Exploración se plantea la posibilidad de probar la existencia de recursos prospectivos estimados de [REDACTED]. Asimismo, la evaluación del potencial petrolero del Área Contractual brindará la posibilidad de incorporar recursos prospectivos adicionales durante el Periodo Inicial 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 reducir la incertidumbre geológica, consolidar una cartera de prospectos y perforar cuando menos 2 pozos exploratorios.

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 de Exploración para el Periodo Inicial de Exploración, presentado por el Operador Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V., correspondiente al Contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética,

fracciones I, III, IV y VI las actividades planteadas permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico del Área Contractual.

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 Anexos 5 del Contrato.

Elaboró



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

Validó



Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez
Director General de Dictámenes de
Exploración



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



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

Autorizo



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.