



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

**Dictamen del Plan de Exploración
Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/217
Área Contractual 12
Cuencas del Sureste**

**Contratista: LUKOIL UPSTREAM MÉXICO, S.
DE R.L. DE C.V.**

Septiembre de 2018

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, EVALUACIÓN Y DICTAMEN.	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	8
III.2.1 ADQUISICIÓN Y/O PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN SÍSMICA	11
III.2.2 ESTUDIOS EXPLORATORIOS	13
III.2.3 PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS	14
III.2.4. ABANDONO TEMPORAL DE LOS POZOS	19
III.3 METAS FÍSICAS E INVERSIONES DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	19
III.4 PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO	20
III.5 RECURSOS PROSPECTIVOS A EVALUAR Y POSIBLES RESERVAS A INCORPORAR	22
III.6 ANÁLISIS DE INVERSIONES	22
III.6.1 CRITERIOS Y FUENTES DE INFORMACIÓN	23
III.6.2 DESCRIPCIÓN DE LAS INVERSIONES PROGRAMADAS	24
III.6.3 ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE INVERSIONES	26
IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE EXPLORACIÓN	27
V. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DEL PORCENTAJE DE CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMA DE TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN	27
VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PLAN DE EXPLORACIÓN.	30
VI.1. CONSIDERACIONES	30
VI.1.1. CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 44, FRACCIÓN I DE LA LEY DE HIDROCARBUROS.	30
VI.1.2. CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA.	31
VI.1.3 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN I DE LOS LINEAMIENTOS.	32
VI.2 DICTAMEN TÉCNICO	33

El presente Dictamen se refiere al Plan de Exploración (en adelante, Plan) del Contrato CNH-R02-L01-A12.CS/2017 (en adelante, Contrato), presentado por Lukoil Upstream México, S. de R.L. 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 12 de Cuencas del Sureste (en adelante, Área Contractual), recibido en esta Comisión el 23 de marzo del 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 evaluar el potencial petrolero las arenas del Plioceno Inferior y del Mioceno Superior y la perforación de 2 pozos.

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

I.1 Datos del Contratista

El Contratista Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., representada por Pavel Suprunov, es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de México. El responsable del Plan designado por el Operador

I.2 Datos del Contrato

El Contrato CNH-R02-L02-A12.CS/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida, fue formalizado el 25 de septiembre de 2017 entre la Comisión y Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V.

La vigencia del Contrato es de 30 años a partir de la Fecha Efectiva, sin detrimento de las prórrogas a la vigencia que puedan ser solicitadas en términos de la Cláusula 3.2 del Contrato y en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas con posteridad a la terminación de este, incluyendo sin limitar, las relativas al abandono y a la indemnización, de conformidad a la Cláusula 3.1 del citado contrato.

El Periodo Inicial de Exploración tendrá una duración de hasta 4 años, a partir de la aprobación del Plan de Exploración. Durante este periodo el Operador deberá realizar cuando menos las actividades que se establecen como Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT) equivalentes a 2,400 Unidades de Trabajo (en adelante, UT) en cumplimiento a la Cláusula 4.2 y Anexo 5 del Contrato. También podrá llevar a cabo la totalidad o una parte de las Actividades Petroleras contempladas en el Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo equivalente a 33,500 UT. Asimismo, podrá llevar a cabo Unidades de Trabajo adicionales en términos de los Programas de Trabajo y Presupuestos aprobados por la Comisión.

1.3 Datos del Área Contractual

El Área Contractual se localiza geográficamente en la región de aguas someras en las Cuencas del Sureste, frente al litoral del estado de Tabasco, aproximadamente a 93 km costa fuera (Figura 1). Cubre una superficie aproximada de 521.167 km², con tirantes de agua entre 100 y 540 m. Las coordenadas de los vértices que delimitan el Área Contractual establecidas en el Contrato se relacionan en la Tabla 1.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 16' 30"	19° 05' 00"
2	93° 13' 00"	19° 05' 00"
3	93° 13' 00"	19° 03' 30"
4	93° 07' 30"	19° 03' 30"
5	93° 07' 30"	18° 54' 00"
6	93° 20' 00"	18° 54' 00"
7	93° 20' 00"	19° 00' 00"
8	93° 22' 00"	19° 00' 00"
9	93° 22' 00"	19° 02' 00"
10	93° 23' 00"	19° 02' 00"
11	93° 23' 00"	19° 08' 00"
12	93° 16' 30"	19° 08' 00"

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

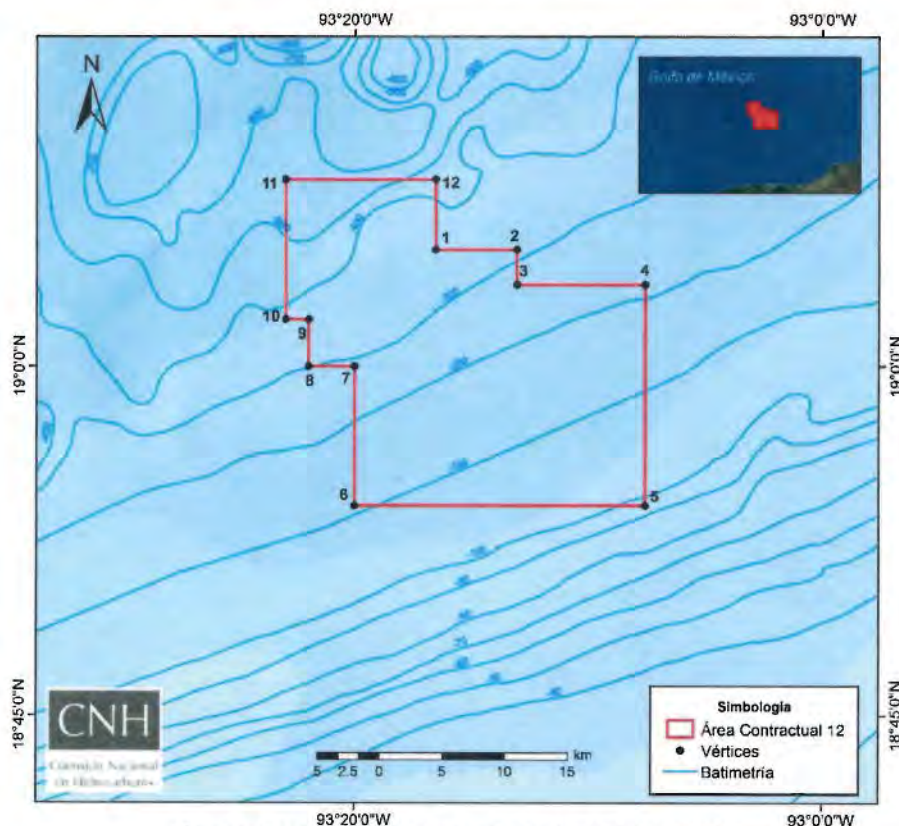


Figura 1. Localización y vértices de la Asignación

Las actividades amparadas en el Contrato pueden realizarse en todas las formaciones geológicas del subsuelo comprendidas dentro del Área Contractual.

II. Relación cronológica del proceso de revisión, evaluación y dictamen.

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, DGEED), 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 de Riesgos.

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.024/2018 de esta Comisión.

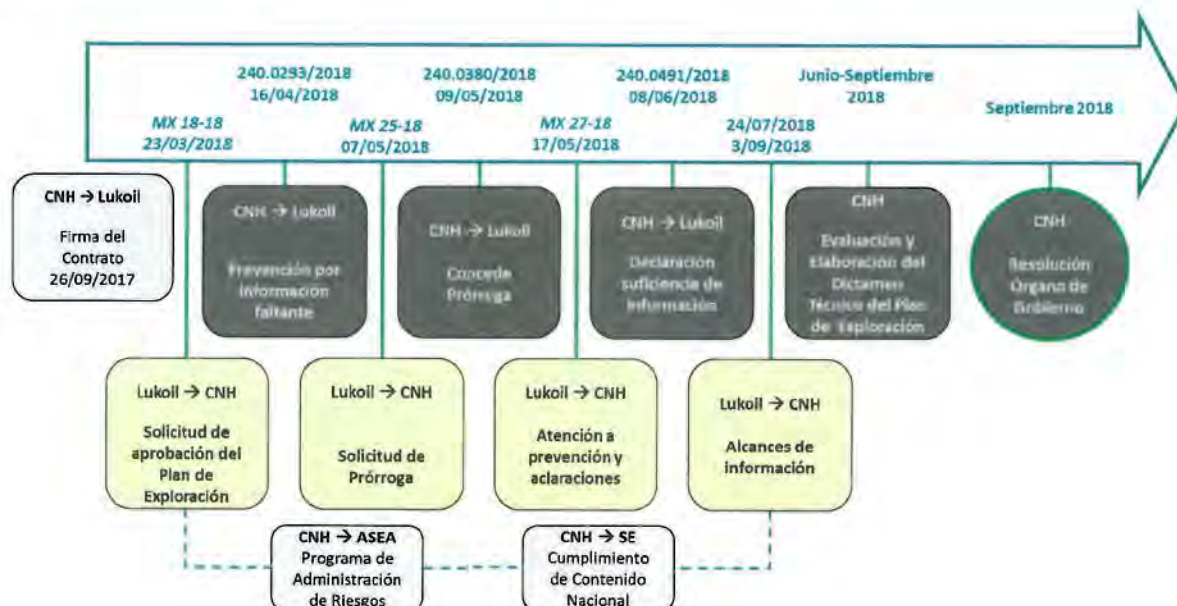


Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución del Plan.

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

Se verificó que las actividades propuestas por el Operador fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 44, fracción I, de la Ley de Hidrocarburos respecto a la observancia de las Mejores Prácticas a nivel internacional para la evaluación del potencial de Hidrocarburos y la incorporación de reservas en el área sujeta al Contrato.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), 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, 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 la Cláusula 4.1 y 4.2 del Contrato como las bases que deben contener los proyectos.

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

Las actividades exploratorias previas dentro del Área Contractual se enfocaron a los objetivos geológicos productoras en yacimientos de las cuencas del Sureste, en particular en las secuencias del Cretácico.

Entre 2003 y 2004, se realizó el estudio sísmico 3D Bolol Norte de Balche Xulum Campo Ayin a partir del cual se procesaron versiones de Migración pre-apilamiento en tiempo y Migración en profundidad pre-apilamiento (PSDM), con un algoritmo de Migración de Tiempo Inverso (RTM, por sus siglas en inglés). Asimismo, cuenta con sísmica 2D correspondiente a los estudios Kinil Acach, Norte de Kinil y Keek.

Los resultados de los procesados anteriores sustentaron la ubicación para perforar el pozo Kexul-1 en 2005 y Bolol-1 en 2007, mismos que fueron clasificados como invadidos por agua salada. No obstante, estos pozos registraron manifestaciones de gas para el Plioceno.

La información de antecedentes exploratorios se representa en la Figura 3 y se encuentra documentada en los apartados II.4 y II.5 del Plan de Exploración anexo al presente dictamen.

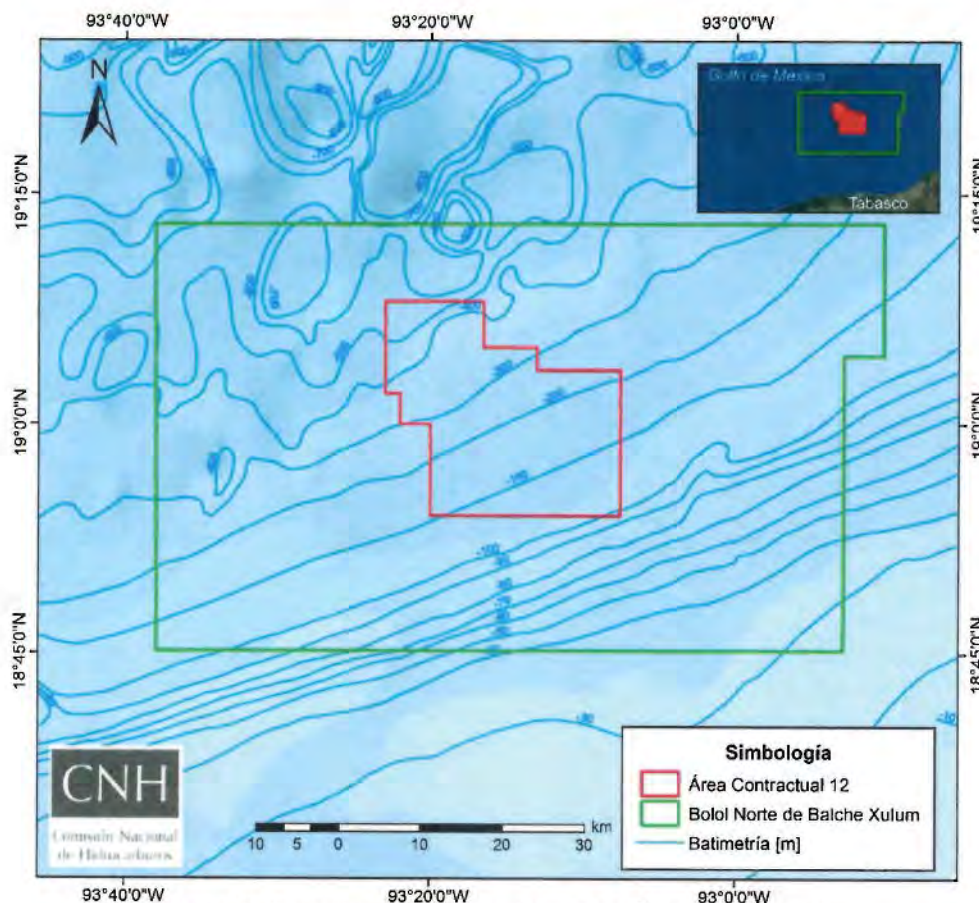


Figura 3. Levantamientos sísmicos en el Área Contractual.

Adicionalmente, el Operador realizó un estudio para evaluar la prospectividad en la cuenca del Sureste denominado "Evaluación selectiva de 14 bloques en aguas someras en la parte mexicana del Golfo de México para la Ronda 1, marzo de 2015".

A partir de la información técnica disponible, el Operador ha documentado áreas de interés (leads), algunas de las cuales forman una parte medular de las actividades exploratorias presentadas.

III.2 Actividades del Plan de Exploración

El conjunto de actividades propuestas por el Operador considera el cumplimiento de las fracciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, artículo 7 fracciones I, III, IV y VI, e incisos a), b), c), d) y e) de la fracción I del artículo 8 de los Lineamientos.

La evaluación del potencial petrolero incluirá el reprocesamiento de información sísmica mediante la adquisición de una licencia de uso del proyecto de sísmica 3D WAZ ARES-DSM-MX-15-3P2/451, además de diversos estudios exploratorios, mientras que la posible incorporación de reservas estará sujeta a los resultados que se obtengan con la perforación de uno a dos prospectos exploratorios.

De acuerdo con la información proporcionada por el Operador, y a partir del análisis de esta, en relación con los objetivos, alcances y la estrategia exploratoria, las actividades programadas durante el Periodo Inicial de Exploración se clasificaron en tres rubros principales:

1. Estudios exploratorios;
2. Procesamiento de información sísmica;
3. Perforación de prospectos exploratorios.

Las actividades propuestas tienen como objetivo evaluar el potencial petrolero en niveles de edad Mioceno y Plioceno con las que, de acuerdo con el cronograma de actividades (figura 4) presentado por el Operador, se puede identificar una secuencia de actividades afines a los objetivos del Plan 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 y la posible incorporación de reservas de hidrocarburos, lo cual se identifica acorde con las características geológicas, en relación con el estado actual de la Exploración dentro del Área Contractual.

Asimismo, el Operador somete a consideración un escenario incremental que incluye la perforación de un prospecto contingente supeditado al éxito comercial del prospecto Otomí Oeste, así como la adquisición de un estudio electromagnético, las cuales no están representadas en el cronograma de actividades debido a que no está definido el periodo en que serían realizadas.

Al respecto, previo a la ejecución de estas actividades contingentes, el Operador deberá dar aviso de la continuidad de los trabajos de exploración una vez que determine los resultados de la perforación del prospecto Otomí-Oeste. Asimismo, deberá incluirlas en

el Programa de Trabajo anual y Presupuesto asociado correspondiente, con el nivel de detalle que establezca la normatividad aplicable para el periodo en que se realicen.

Actividades Exploratorias		2018												2019												2020												
		e	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	e	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	e	f	m	a	m	j	j	a	s	o	n	d	
Estudios Exploratorios	Interpretación de registros geofísicos de pozo y modelado petrofísico																																					
	Bioestratigrafía y estratigrafía																																					
	Interpretación sísmica y análisis de propiedades estáticas e inversión sísmica																																					
	Sistemas sedimentarios																																					
	Modelo geológico estático y estimación de recursos																																					
	Modelo de Cuenca (actualización)																																					
	Modelos hidrodinámico (perfiles de producción)																																					
Procesamiento de información sísmica 3D	Recepción de datos sísmicos 3D																																					
	Reinterpretación de datos sísmicos y actualización del modelo geológico																																					
Perforación de prospectos	Diseño y preparativos para la perforación y cálculo de estimaciones																																					
	Otomí Oeste																																					
	Actividades de petrofísica																																					
	Análisis de núcleos, lodos y fluidos del pozo																																					

Figura 4. Cronograma de actividades del Plan de Exploración.

Cabe destacar que, del contenido del Plan de Exploración propuesto por el Operador, se advierte que existen actividades cuya ejecución pudiera haber iniciado previo a la emisión del presente Dictamen lo cual resulta técnicamente viable dada su naturaleza, toda vez

que las mismas no requieren aprobación previa por parte de esta Comisión para su ejecución, en virtud de no corresponder a actividades propiamente calificadas como físicas. No obstante, el Operador deberá reportar el avance de estas actividades como parte del primer informe mensual al que se refiere el artículo 43 de los Lineamientos.

Las Actividades Petroleras contempladas en el Plan están proyectadas para ejecutarse en un periodo de hasta 4 años. Lo anterior, sin detrimento de que el Primer Periodo de Exploración contempla 4 años a partir de la aprobación del Plan, por lo que el Operador deberá acotar el desarrollo de las actividades dentro del periodo de la vigencia del Primer Periodo de Exploración.

III.2.1 Adquisición y/o procesamiento de información sísmica

Las actividades propuestas para este rubro por el Operador, considera la adquisición de una licencia de uso de sísmica 3D WAZ del proyecto ARES-DSM-MX-15-3P2/451 Campeche Sur realizado por Ion Geophysical y Schlumberger, que incluye reprocesamientos RTM (TTI) PSDM y Kirchhoff (TTI) PSDM, el cual cubre totalmente el Área Contractual (Figura 5). Lo anterior, en relación con lo dispuesto en el Anexo 5, Numeral 16 del Contrato.

En este contexto, el Operador obtuvo una licencia de uso por una extensión de 2,500 km², de los cuales únicamente se consideran como parte del Plan de Exploración 521.167 km², correspondientes al cubrimiento del Área Contractual. Los algoritmos utilizados en el flujo de trabajo de procesamiento levantamiento fueron descritos en el Plan de Exploración.

En este contexto se identifica que, el reprocesamiento de información sísmica utiliza tecnología que permitiría mejorar imagen sísmica respecto de las versiones disponibles para este bloque que favorezcan la visualización de los cuerpos salinos y la identificación de prospectos con un mejor detalle de la estratigrafía y geometría de las trampas.

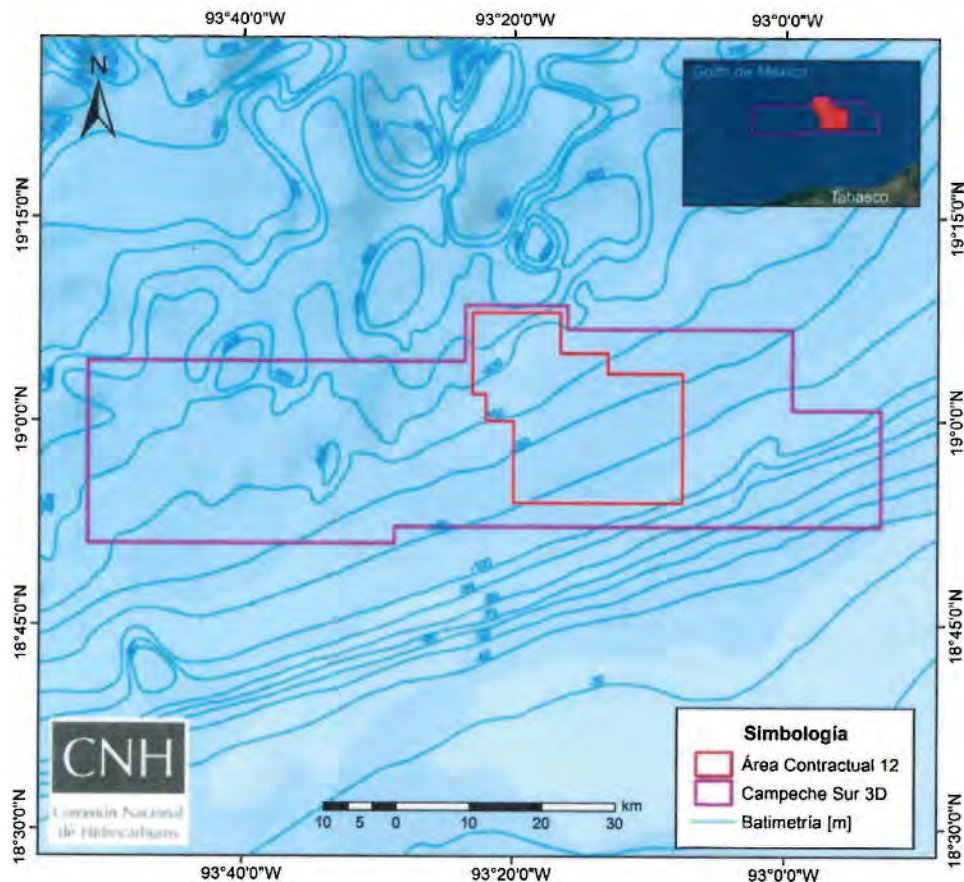


Figura 5. Levantamiento sísmico Campeche Sur 3D.

Al respecto la Comisión advierte que, la acreditación de Unidades de Trabajo por el reprocesamiento de información sísmica RTM y PSDM podría acreditarse dentro de la superficie del Área Contractual de 521.167 km² considerados parte del Plan de Exploración y en los términos definidos en el apartado III.4 del presente dictamen. 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, 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.2.2 Estudios exploratorios

El objetivo general del programa de estudios exploratorios es generar información robusta para reducir la incertidumbre exploratoria que le permita al Operador confirmar la ubicación del primer prospecto a perforar con el que pretende comprobar el funcionamiento del sistema petrolero en las formaciones del Mioceno y Plioceno, así como la identificación de posibles yacimientos en el Área Contractual.

El Plan comprende la realización de 9 estudios durante el Período inicial de Exploración, el resumen de los estudios exploratorios se presenta en la Tabla 2, la descripción detallada de estos estudios se encuentra contenida en el Plan de Exploración anexo al presente dictamen.

Cabe hacer énfasis que el programa de estudios exploratorios incluye un estudio electromagnético de fuente controlada dentro de un escenario contingente, una vez que el Operador defina la viabilidad y utilidad del mismo, por lo que no se incluye en el cronograma.

Estudio	Objetivos	Alcances
Interpretación sísmica e inversión sísmica		
Interpretación de registros de pozos		
Modelo petrofísico		

Estudio	Objetivos	Alcances
Interpretación estratigráfica y bioestratigrafía		
Sistemas sedimentarios		
Modelo geológico		
Estimación y evaluación de recursos prospectivos		
Modelado de Cuenca		
Electromagnéticos		

Tabla 2. Estudios exploratorios programados en el Plan.

III.2.3 Perforación de prospectos exploratorios

El Operador refiere haber identificado como principal área prospectiva el complejo denominado Otomí en la cual se encuentran los prospectos Otomí Oeste y Otomí Este, así como tres prospectos secundarios identificados como Choles, Yaqui y Mixtecos. Estos prospectos fueron documentados en el Plan de Exploración y considerados en la estimación de recursos prospectivos presentada por el Operador.

La Tabla 3 muestra los recursos prospectivos estimados por el Operador, asociadas a los cinco prospectos documentados.



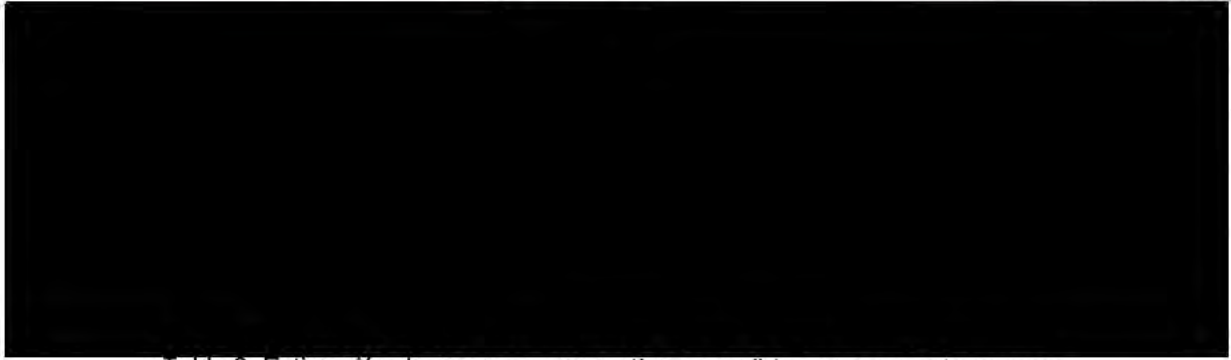


Tabla 3. Estimación de recursos prospectivos y posibles reservas a incorporar.

La ubicación de los prospectos documentados se muestra en la Figura 6, donde además se identifican los pozos perforados dentro del Área Contractual.



Figura 6. Mapa de ubicación de prospectos en el Área Contractual.

Como parte del Plan de Exploración y en cumplimiento al del Programa Mínimo y su Incremento, el Operador plantea la perforación del prospecto exploratorio Otomí Oeste. Al respecto, la Comisión llevó a cabo el análisis técnico con relación a la información presentada para este prospecto.

Cabe señalar que, el Operador indica que en caso de que el resultado de la perforación del prospecto Otomí Oeste derive en un éxito comercial, evaluaría la viabilidad de perforar

un prospecto adicional (Otomí Este), mismo que deberá hacer del conocimiento de la Comisión y actualizar la información técnica asociada a este prospecto adicional a perforar.

Prospecto Otomí Oeste

El prospecto Otomí Oeste es el que presenta una mayor estimación de recursos prospectivos de hidrocarburos, corresponde a una estructura del Mioceno Inferior-Plioceno Inferior con orientación Este-Oeste, ubicada en el centro del Área Contractual.

Preliminarmente, el Operador ha planeado la perforación del prospecto exploratorio Otomí Oeste con trayectoria vertical, en un tirante de agua de 200 m, a una profundidad total de 3,000 m. La columna geológica probable atravesaría sedimentos desde el Reciente hasta el Mioceno Superior, buscando las arenas del Mioceno Superior y Plioceno Inferior, con un objetivo secundario en el Plioceno Inferior y el Plioceno Superior, en un alto estructural con cierre en tres direcciones.

La documentación de este prospecto, 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 donde destaca lo siguiente.

Actividad	Descripción
Adquisición de registros geofísicos de pozo LWD, MWD, WL, VSP	Adquirir curvas rayos Gamma, Resistividad, espectroscopía de rayos gamma naturales, registro acústico, neutrón compensado, porosidad, litodensidad, resonancia magnética nuclear, registro de imágenes, entre otros. Obtener perfil sísmico vertical.
Adquisición de muestras de núcleo	Obtener muestras de núcleos de pared de las formaciones Mioceno y Plioceno. Llevar a cabo análisis mineralógicos y bioestratigráficos.
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.

Actividad	Descripción
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 para caracterizar las zonas de interés en los niveles Plioceno y Mioceno.
Muestras MDT	Obtener muestras de fluidos en el pozo para caracterizar las zonas de interés para caracterizar las zonas de interés en los niveles Plioceno y Mioceno.
PVT	Determinar las propiedades de los fluidos existentes para caracterizar las zonas de interés en los niveles Plioceno y Mioceno.

Tabla 4. Programa preliminar de adquisición de información de pozo para el prospecto Otomí Oeste.

Con la perforación de este prospecto, de acuerdo con la profundidad total y tirantes de agua estimados por el operador (Tabla 3), podría acreditar 35,000 UT por la perforación de un pozo a una profundidad total de 3000 mbnm, conforme a lo establecido en Anexo 5 del Contrato, y a su vez podría dar cumplimiento al Incremento en el Programa Mínimo correspondiente a 33,500.

Cabe destacar que tanto la profundidad de los objetivos como la profundidad total del prospecto fueron consideradas a partir de una ubicación geográfica preliminar propuesta por el Operador, por lo que podría presentar variaciones una vez que se confirmen las coordenadas de la ubicación y diseño del pozo definitivos.

La documentación definitiva del prospecto deberá ser presentada ante la Comisión junto con la solicitud de Autorización de Perforación. En el mismo contexto, la Comisión validará el nombre del prospecto a perforar, de acuerdo con el Anexo III de los *Lineamientos de Perforación de Pozos*.

Prospecto Otomí Este

El Operador identificó una subestructura del complejo denominado Otomí que, de acuerdo con la estrategia exploratoria, podría perforarse para el 2021, supeditado al éxito comercial en el prospecto Otomí Oeste a perforar en 2019.

El objetivo geológico principal es el Plioceno Inferior estimado a una profundidad de 2001 mvbnm. La profundidad total para un pozo en este prospecto sería de 3,000 m, en un tirante de agua de 200 m. La evaluación preliminar de recursos prospectivos a la media

Al igual que el prospecto Otomí Oeste, las profundidades del objetivo y total del prospecto fueron estimadas a partir de una ubicación geográfica preliminar propuesta por el Operador, por lo que podría presentar variaciones una vez que se confirmen las coordenadas de la ubicación y diseño del pozo definitivos.

Prospecto Choles

De acuerdo con el Operador, este prospecto fue identificado al oeste del área prospectiva Otomí y corresponde a un cierre estructural en 3 direcciones, que suprayace un cuerpo de sal con sello contra falla. El objetivo geológico fue identificado en el Mioceno Superior y estimado a una profundidad entre 1,500 y 2,250 mvbnm. La evaluación preliminar del

Prospecto Yaqui

El Operador lo identificó al Este del área prospectiva Otomí, como un prospecto con un cierre estructural en tres direcciones contra un domo salino y falla. El objetivo geológico principal es el Mioceno Superior, estimado a una profundidad entre 5,250 y 6,750 mvbnm. La evaluación preliminar del prospecto Yaqui estima recursos prospectivos a la media de

Prospecto Mixtecos

Este prospecto fue identificado por el Operador al sureste del área prospectiva Otomí. Corresponde a un cierre estructural en 3 direcciones. El objetivo geológico fue identificado en el Mioceno Superior y estimado a una profundidad entre 3,400 y 3,800 mvbnm. La evaluación preliminar del prospecto Yaqui estima recursos prospectivos a la 777
El cierre estructural de este prospecto se extiende hacia el Este fuera del Área Contractual.

El riesgo principal para los cinco prospectos documentados está asociado a la funcionalidad de la trampa, debido a la tectónica salina de la cuenca que ha generado múltiples episodios de movimiento de la sal que ha creado y afectado las trampas. La información técnica asociada a los cinco prospectos se encuentra contenida en el Plan de Exploración anexo al presente dictamen.

III.2.4. Abandono temporal de los pozos

Con el objetivo de asegurar cada pozo que se perfore 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.

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, las cuales guardan correspondencia con el Programa Mínimo Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo. Estas metas incluyen actividades contingentes supeditadas al éxito comercial del prospecto Otomí Oeste, que consisten en la adquisición de un estudio electromagnético de fuente controlada en un área de 250 km² y la perforación del prospecto Otomí Este.



Tabla 5. Actividades e inversiones del Plan de Exploración.

El sustento documental para la ejecución del Plan de Exploración, respecto a las Actividades Petroleras contempladas, en relación con el procesamiento, reprocesamiento, interpretación sísmica, estudios exploratorios y prospectos a perforar, 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 2,400 Unidades de Trabajo como Programa Mínimo de Trabajo, más un Incremento en el Programa Mínimo de 33,500 Unidades de Trabajo, es decir, al Periodo Inicial de Exploración se asocia un total de 35,900 Unidades de Trabajo.

La meta por alcanzar con el Plan propuesto por el Operador y conforme a su cómputo es de 70,677.8 Unidades Trabajo, tomando en consideración la ejecución de estudios exploratorios, el reprocesamiento e interpretación sísmica 3D, la perforación de un prospecto y su correspondiente programa de adquisición de datos de pozo. No obstante lo anterior, con base en el análisis de las actividades propuestas y lo previsto en el Anexo 5 del Contrato, el Operador podría solicitar la acreditación de UT como se expone en la Tabla 6.

De lo anterior se identifica que, de ejercerse totalmente el 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.

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, núcleos, MDT, PVT y demás actividades documentadas en el Plan, estará sujeta a lo establecido en el numeral 9 del Anexo 5 del Contrato, así como el programa definitivo de los mismos.

Actividad		Descripción de actividades a acreditar	Unidad de medición	UT por unidad de medición	Cantidad	UT Totales	Consideraciones para la acreditación de Unidades de Trabajo	
							UT Totales	Observaciones
Información	Reproceso de información sísmica 3D existente	Reproceso contará según cubrimiento superficial	km ²	1.25	521.17	651.46	1,302.92	Puede acreditar el 200% de la superficie tomando en consideración dos tipos de reprocesamiento (PSDM y RTM)
	Interpretación sísmica	Incluyendo al menos interpretación y generación de configuraciones estructurales de los principales intervalos estratigráficos de interés. Cubrimiento de la totalidad de la superficie con cobertura sísmica del área contractual	Por Área Contractual	100.00	2.00	200.00	100.00	La acreditación por interpretación sísmica se realiza una sola ocasión por área contractual considera todas las interpretaciones y configuraciones estructurales de conformidad con el Anexo 5 del Contrato.
Estudios Exploratorios	Registros geofísicos de pozos*	Litológicos-correlación (SP, GR, PEF)	Por metro de registro	0.12	2,703.00	324.36	324.36	
		Resistividad (inducción, onda electromagnética)	Por metro de registro	0.12	2,703.00	324.36	324.36	
		Porosidad (densidad, neutrón)	Por metro de registro	0.12	2,025.00	243.00	243.00	
		Propiedades físicas de las rocas (sónico dipolar)	Por metro de registro	0.12	2,025.00	243.00	243.00	
		Registros especiales (MRI, ECS, FMI, NMR)	Por metro de registro	0.35	2,025.00	708.75	708.75	
		VSP/Checkshot	Por estación	0.65	166.00	107.90	107.90	
	Adquisición de muestras de núcleo	Por cada 3 muestras de núcleos de pared.	Por 3 núcleos de pared	5.00	160.00	265.00	266.67	
	Análisis Rutinarios/Convencionales de núcleos (RCALs)	Análisis de petrofísica básica	Por muestra	2.50	160.00	400.00	400.00	
		Petrografía en secciones delgadas, análisis de difracción de rayos-X y análisis MEB			160.00	400.00	400.00	
	Análisis Especiales núcleos (SCALs)	Presión capilar, permeabilidad relativa, daño de formación, tomografía, resonancia magnética, factor de recuperación, mojabilidad, geomecánica, rayos gamma espectral, análisis de fracturas (triaxiales y caracterización de fracturas), etc.	Por muestra	3.50	160.00	560.00	560.00	
	Presiones MDT	Al menos 4 muestras por unidad de depósito	Por cada medición de presión	60.00	160.00	9,600.00	9,600.00	
	Muestras MDT	Por cada muestra de fluido en cada depósito	Por muestra de fluido	900.00	20.00	18,000.00	18,000.00	
	PVT	En cada muestra por unidad de flujo	Por cada prueba	100.00	16.00	1,600.00	1,600.00	
	Evaluación de Recursos Prospectivos	Evaluación de plays y prospectos.	Por área contractual	200.00	2.00	400.00	200.00	La acreditación por la evaluación de recursos prospectivos se realiza una sola ocasión por área contractual considera todas las áreas prospectivas de conformidad con el Anexo 5 del Contrato.
Métodos Potenciales	Electromagnéticos	Adquisición y procesado según cubrimiento superficial de datos.	km ²	3.00	250.00	750.00	750.00	
Otros	Modelo estático	Modelo estático actualizado del campo, que incluya al menos un yacimiento.	Por estudio	300.00	2.00	600.00	600.00	
	Modelo dinámico	Modelo dinámico actualizado del campo, que incluya al menos un yacimiento.	Por estudio	300.00	1.00	300.00	300.00	
Perforación	Perforación de Pozo*	Valor asociado a la perforación de un pozo a 3000 m.b.n.m.	Por pozo exploratorio	35,000.00	1.00	35,000.00	35,000.00	
Total						70,677.8	71,031.0	

Tabla 6. Actividades e inversiones del Plan de Exploración.

III.5 Recursos Prospectivos a evaluar y posibles reservas a incorporar

De acuerdo con lo señalado en el Plan de Exploración, el Operador ha realizado una estimación preliminar de recursos prospectivos a la media con riesgo [REDACTED] asociados a los cinco prospectos documentados, Otomí Oeste, Otomí Este, Choles, Yaqui y Mixtecos, el primero contemplado para ser perforado en el Periodo Inicial de Exploración, con una posible incorporación de [REDACTED]

III.6 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 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 SHCP 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 la Secretaría de SHCP, en adelante SHCP).

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.

III.6.1 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 7. Opciones para seleccionar comparativo de referencia
(Fuente: Comisión)

De acuerdo con las alternativas presentadas en la Figura 7, 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.

III.6.2 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 SHCP.

El Programa de Inversiones asociado al Plan de Exploración estimado por el Contratista que se sujeta a aprobación, es por un monto de [REDACTED] Las siguientes figuras muestran al Programa de inversiones desglosado, para la Actividad petrolera Exploración.



Figura 8. Distribución de Programa de Inversiones total, por Sub-actividad petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

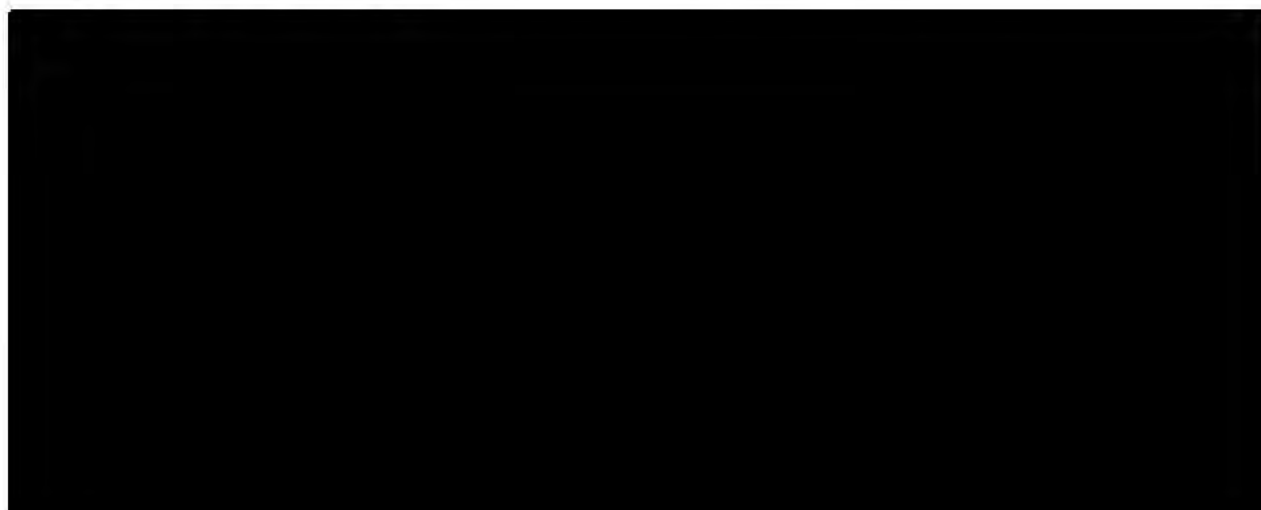
Tabla 7. Desglose anual del Programa de Inversiones del Plan de Exploración
(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)²
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

² Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.

[Handwritten marks and signatures in blue ink, including a large signature and the number 117.]

III.6.3 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 se presentan a continuación.



*Figura 9. Rango de referencia de costos para la Actividad petrolera Exploración
(Montos en millones de dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)*

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 SHCP.

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-A12.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.430.2018.361 recibido el 19 de septiembre de 2018, que "de la información presentada, se deriva la siguiente información:

Concepto/Etapa	Exploración
Porcentaje mínimo establecido en el contrato	13.00 %
CNH-R02-L01-A12.CS/2017	14.16%

De la revisión de la información, se considera probable que se cumpla con las obligaciones de contenido nacional para el contrato CNH-R02-L01-A12/2017; en

consecuencia esta Unidad tiene una opinión favorable con respecto al Programa de Cumplimiento de contenido nacional para la etapa de Exploración”.

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.430.2018.300, recibido en la Comisión el 7 de agosto de 2018 “que esta Unidad tiene una opinión favorable del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología propuesto para el Contrato CNH-R02-L01-A12.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”.

Cabe señalar que el programa de Transferencia de Tecnología considera la adopción innovación asimilación investigación y desarrollo tecnológico y formación de recursos humanos nacionales en la investigación científica y tecnológica en coordinación con instituciones de educación superior en consideración de lo siguiente:

- i. Promover alianzas y asociaciones en materia de investigación y formación de alto nivel en el área de exploración y extracción de hidrocarburos con universidades y centros de investigación.
- ii. Estancias en el extranjero para el personal mexicano, en programas de formación y capacitación, en centros educativos y unidades productivas mediante acuerdos de divulgación para el uso de conocimientos.
- iii. Programa de capacitación profesional en campo, cuyo objetivo será la solución a los problemas que se presentan en las distintas etapas de exploración de hidrocarburos.
- iv. Celebración de acuerdos de licencias de uso de patentes, marcas, secretos industriales o franquicias con empresas locales.

- v. Integración de conocimientos técnicos y experiencias mediante la ejecución de convenios de asistencia técnica y servicios de consultoría.
- vi. Intercambio de conocimientos técnicos en la industria mediante convenios y/o contratos de prestación de servicios, obras y adquisición de bienes con empresas nacionales.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, la ASEA informó a esta Comisión mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0463/2018, recibido en la Comisión el 4 de mayo de 2018 que, *el Operador Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., ingresó el 20 de marzo de 2018, la solicitud de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y de la Clave Única de Registro del Regulado (CURR), mediante escrito sin número y sin fecha. Misma que a la fecha del presente se encuentra en proceso de evaluación por parte de esta AGENCIA.* Por lo tanto y sin menoscabo de la aprobación del Plan de Exploración, 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, 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 y técnicas de reprocesamiento sísmico de última generación que sirven de base para disminuir la incertidumbre asociada a los prospectos a perforar. 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 reservas asociadas a la perforación del prospecto Otomí Oeste por [REDACTED]. Adicionalmente, en caso de éxito comercial del prospecto Otomí Oeste, considera la posible incorporación de reservas asociadas al prospecto Otomí Este por [REDACTED]. 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 y la perforación de un prospecto, se dispondrá de un mayor entendimiento del subsuelo, a nivel regional y particularmente a nivel del área prospectiva, 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.
- **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 un prospecto exploratorio, y en el supuesto del éxito exploratorio, el Operador estaría en posibilidades de avanzar a la etapa de incorporación de reservas de hidrocarburos, lo que en principio representaría un beneficio para el Estado, y además derivaría en la generación de nueva información del subsuelo y en la actualización de los recursos 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 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 la eventual incorporación de reservas en caso de que se materialice algún descubrimiento.

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 monto de [REDACTED] millones de dólares 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 del prospecto Otomí Oeste considerado en el Plan de Exploración se plantea un posible escenario de incorporación de reservas. Asimismo, la evaluación del potencial petrolero del Área Contractual brindará la posibilidad de incorporar recursos prospectivos adicionales durante el Período 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, crear una cartera de prospectos y perforar cuando menos un prospecto exploratorio.

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 Lukoil Upstream México, S. de R.L. de C.V., correspondiente al Contrato CNH-R02-L01-A12.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 la posible incorporación de reservas, a fin de 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 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.