



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.12.008/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE EVALUACIÓN PRESENTADO POR RENAISSANCE OIL CORP. S.A. DE C.V., EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A25/2015 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 25, CAMPO TOPÉN.

RESULTANDO

PRIMERO.- Que el 11 de agosto de 2014 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF), entre otras disposiciones, los decretos por los que se expedieron las leyes de Hidrocarburos y de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

SEGUNDO. - Que a partir de la entrada en vigor de las leyes referidas en el Resultando anterior, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) se le confirieron nuevas atribuciones entre las que se encuentran la administración y supervisión, en materia técnica, de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como la aprobación de los Planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción.

TERCERO. - Que conforme a lo dispuesto por el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, los Asignatarios y Contratistas, previo a ejecutar el plan de Exploración o el plan de desarrollo para la Extracción, deberán contar con la aprobación de la Comisión, la cual emitirá un dictamen técnico que comprenderá la evaluación de diversos aspectos relacionados con los planes precisados, dentro del plazo legalmente establecido para ello.

CUARTO. - Que el 13 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF 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).

QUINTO. - Que el 10 de mayo de 2016 (en adelante, Fecha Efectiva), la Comisión y la empresa Renaissance Oil Corp. S.A. de C.V. (en adelante, Contratista) suscribieron el Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 25, Campo Topén (en adelante, Contrato).



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SEXTO.- Que mediante escrito ROC-CDMX-038-2016, recibido en la Comisión el 7 de septiembre de 2016, y en cumplimiento de la Cláusula 4.1 del Contrato, el Contratista, por conducto de su representante legal, presentó su propuesta de Plan de Evaluación, para efectos de su aprobación por parte de la Comisión.

SÉPTIMO.- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión en el marco de su Quincuagésima Cuarta Sesión Extraordinaria del 10 de octubre de 2016, emitió la *Resolución CNH.E.54.001/16 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite criterios generales aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los Contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2015* (en adelante, Criterios), la cual fue notificada al Contratista mediante oficio 220.2135/2016 el mismo día de su emisión.

Mediante la Resolución señalada en el párrafo inmediato anterior, se emitieron los criterios generales por los cuales se determinaron los elementos técnicos que deberá tomar en consideración la Comisión para analizar los Planes de Evaluación derivados de los Contratos de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 (en adelante, Licitación).

OCTAVO. - Que mediante oficio 220.1993/2016 del 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información presentada por el Contratista, a efecto de que dicha dependencia analizara lo concerniente al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional y, asimismo, se le solicitó que informara respecto de la documentación faltante y, en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para la debida evaluación del Programa de Cumplimiento referido.

En respuesta, mediante oficio UCN.430.2016.0148 suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, recibido en esta Comisión el 26 de septiembre de 2016, la Secretaría de Economía remitió diversas observaciones en relación con la información presentada por el Contratista.

En atención al oficio referido en el párrafo inmediato anterior, mediante el diverso 250.169/2016 del 25 de noviembre de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información adicional presentada por el Contratista y solicitó, de nueva cuenta, señalar las observaciones que debían ser subsanadas para la evaluación al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, por parte del Contratista.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Por último, a través del oficio UCN.430.2016.0186 suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, recibido en la Comisión el 1 de diciembre de 2016, la Secretaría de Economía informó que las observaciones realizadas mediante el oficio UCN.430.2016.0148 fueron atendidas por el Contratista y que se contaba con información suficiente para iniciar la evaluación del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

NOVENO. - Que mediante oficio 220.1994/2016 del 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) la información presentada por el Contratista, a efecto de que dicho órgano desconcentrado analizara lo concerniente al Sistema de Administración y, asimismo, solicitó a la Agencia que informara respecto de la documentación faltante y, en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para efecto de realizar la evaluación respectiva.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016, recibido en esta Comisión el 23 de septiembre de 2016, la Agencia señaló diversa información que debería presentar el Contratista para estar en condiciones de emitir una opinión sobre el Programa de Administración.

Que mediante oficio 260.049/2017 del 3 de febrero de 2017, y en seguimiento a la respuesta emitida por la Agencia a través del oficio referido en el párrafo anterior, la Comisión solicitó a la Agencia que informara respecto del estatus de los trámites de los Contratistas de la Licitación. Lo anterior, a fin de dar seguimiento al cumplimiento de las obligaciones previstas en los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017, recibido en la Comisión el 14 de febrero del año en curso, la Agencia remitió un documento donde se desglosa el estatus de los trámites de todos los sujetos regulados relacionados con las Licitaciones, entre ellos, el correspondiente al Contratista.

DÉCIMO. - Que mediante oficio 220.2056/2016 del 23 de septiembre de 2016, la Comisión notificó al Contratista la ampliación hasta por ocho días del plazo para emitir la prevención respectiva.

DÉCIMO PRIMERO. - Que mediante oficio 250.047/2016 del 10 de octubre de 2016, esta Comisión previno al Contratista para que remitiera diversa información aclaratoria, incluyendo la información solicitada por la Secretaría de Economía en relación con el



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, y la Agencia, por lo que hace al Sistema de Administración.

DÉCIMO SEGUNDO. - Que mediante escrito ROC-CDMX-095-2016, recibido en la Comisión el 15 de noviembre de 2016, el Contratista entregó la información solicitada a la que se hace referencia en el Resultando anterior.

DÉCIMO TERCERO. - Que mediante oficio 250.188/2016 del 2 de diciembre de 2016, esta Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información, a fin de dar inicio al procedimiento de evaluación del proyecto de Plan de Evaluación presentado por el Contratista, en términos de la Cláusula 4.1 del Contrato y de los Criterios emitidos por la Comisión.

DÉCIMO CUARTO.- Que según consta en el oficio 250.0043/2017, del 2 de febrero de 2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo el día 9 del mismo mes y año, a fin de que éste aclarara diversa información presentada en relación a su Plan de Evaluación. Como resultado de la reunión de trabajo, el Contratista presentó a la Comisión diversa información aclaratoria.

DÉCIMO QUINTO.- Que derivado de lo expuesto en los Resultandos anteriores, la Comisión se encuentra en condiciones de evaluar la propuesta de Plan de Evaluación presentada por el Contratista, en términos del dictamen técnico emitido por la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en lo sucesivo, Dictamen) y conforme a lo dispuesto por los artículos 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; Anexo I de los Lineamientos; así como la cláusula 4.1, y el Anexo 7 del Contrato, y

CONSIDERANDO

PRIMERO.- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para aprobar el Plan de Evaluación propuesto por el Contratista. Lo anterior en términos de los artículos 1, 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, XXIV y XXVII, 38, fracciones I y III, y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 10, fracción I, y 13, último párrafo, del Reglamento Interno de la Comisión



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Nacional de Hidrocarburos; Anexo I de los Lineamientos; la cláusula 4.1, y el Anexo 7 del Contrato.

SEGUNDO. - Que el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, establece que la Comisión ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- I. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- II. Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación;
- III. La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos;
- IV. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
- V. Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia;
- VI. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y
- VII. Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

TERCERO. - Que la cláusula 1.1 del Contrato establece que, para efectos de dicho Contrato, el término "Plan de Evaluación" tendrá el significado siguiente:

"Plan de Evaluación" significa un programa que especifica las actividades de Evaluación a realizarse en el Área Contractual mismo que deberá cumplir, cuando menos, con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo."

A su vez, la cláusula 4.1 del Contrato establece de manera textual lo siguiente:

"4.1 Plan de Evaluación. Dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, el Contratista deberá presentar a la CNH para su aprobación un



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Plan de Evaluación. El Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7.

La CNH resolverá sobre la propuesta de Plan de Evaluación en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable. La CNH no podrá negar su aprobación sin causa justificada.

(...)"

Asimismo, el apartado VI del Anexo I de los Lineamientos establece lo siguiente:

“VI. Plan de Evaluación. - En el caso de que un pozo exploratorio sea exitoso y ocurra un descubrimiento de una acumulación de Hidrocarburos, todo operador petrolero deberá presentar a la Comisión un programa de trabajo y presupuesto correspondiente a efecto de evaluar el descubrimiento. También se presentará un plan de Evaluación en el caso en que los términos de un Contrato o Asignación Petrolera así lo indiquen.”

Acorde con lo anterior, la Comisión debe analizar el contenido del Plan de Evaluación en términos de lo previsto en la Cláusula 4.1 y el anexo 7 del Contrato, así como por lo dispuesto en el apartado VI del anexo I de los Lineamientos, así como el Anexo Único de los Criterios referidos en el Resultando Séptimo de la presente Resolución.

CUARTO.- Que del análisis realizado por esta Comisión al Plan de Evaluación y con base en el Dictamen emitido por la Dirección General de Dictámenes de Extracción, el cual forma parte integrante de la presente Resolución como Anexo Único, se concluyó que resulta adecuado desde un punto de vista técnico y acorde con las características del Área Contractual, cumple con lo establecido en la cláusula 4.2 del Contrato, debido a que el Contratista considera las actividades necesarias para el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo y su incremento en el plazo que establece el Contrato. Asimismo, la estrategia propuesta se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Organos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en razón de lo siguiente:

- I. El Contratista presentó un Plan de Evaluación basado en la información entregada por la Comisión durante el desarrollo de la Licitación y en la información que ha podido generar e interpretar posterior a la firma del Contrato.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

El Plan de Evaluación es congruente con los objetivos y las actividades planteadas, ya que dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo establecido en el Contrato. De lo anterior, se deriva que la Unidad Técnica de Extracción considere que las actividades y tiempos de ejecución del Plan coadyuvan al desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y del potencial de producción del Área Contractual, en beneficio del Estado.

- II. El Plan de Evaluación contempla actividades de interpretación sísmica y estudios geológicos a detalle, los cuales soportarán la búsqueda de zonas prospectivas y la posible localización de pozos, lo cual mediante la evaluación técnica y económica, tiene el fin de incorporar reservas de hidrocarburos y aumentar la producción.
- III. El Plan de Evaluación establece actividades encaminadas, principalmente a incrementar el factor de recuperación de aceite y gas a través de la ejecución de una reparación mayor de pozo (Topén-21) con producciones iniciales estimadas de 227 bpd de aceite y la localización y perforación de un pozo (Topén LOC 1) con una producción estimada de 500 bpd, que llevaran a un pico de producción de 882 bpd y 0.957 mmpcd hacia el décimo mes de evaluación del Campo y que a su vez ayudarán al entendimiento y determinación del potencial de producción de aceite y gas del Área Contractual.
- IV. Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, la metodología planteada para la evaluación del Campo es adecuada para las características del Área Contractual, y se espera que permita incrementar el conocimiento del área a través de la caracterización del yacimiento e incorporación de información reciente del yacimiento mediante los pozos a perforar que permitirán corroborar contactos de fluidos conceptualizados.
- V. El Contratista plantea el aprovechamiento del gas producido, como un punto prioritario en el Plan del Campo basado en un análisis detallado que incluye el impacto operativo, costos asociados por producción y el uso del gas producido como combustible o en sistemas de producción artificial por medio del tratamiento del gas para el endulzamiento, dado que contiene H_2S . Se considera la construcción de tubería de recolección y líneas de descarga del pozo a perforar hasta la instalación existente (Batería Artesa), para alcanzar y mantener un nivel de aprovechamiento del 98% anual, de acuerdo a las disposiciones técnicas de la Comisión para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.
- VI. El resultado de las actividades indicadas por el Contratista en el Programa Mínimo de Trabajo, le darán todos los elementos suficientes para la presentación



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

de un Plan de desarrollo para la Extracción del Campo, de acuerdo a los lineamientos de planes vigentes, en caso de dar continuidad al contrato.

- VII. El Contratista operará al amparo de los procedimientos de entrega y recepción que se establezcan en el Plan de desarrollo para la Extracción presentado para el Área Contractual.

- VIII. En cumplimiento de la Cláusula 4.2 del Contrato, el Contratista planteó las actividades necesarias para el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo establecido en dicho Contrato.

Con base en las consideraciones anteriores, y de conformidad con la Cláusula 4.2 del Contrato, el Plan de Evaluación contará con una vigencia de hasta 1 año contado a partir de su aprobación.

QUINTO.- Que mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017, recibido en la Comisión el 14 de febrero de 2017, la Agencia informó el estado actual de los trámites presentados por el Contratista ante dicho Órgano Desconcentrado, del cual se advierte que el proceso de evaluación del Sistema de Administración continúa en trámite.

En este sentido, y de conformidad con lo señalado en la opinión jurídica emitida por la Dirección General de Contratos de esta Comisión, es jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de la Comisión, en ejercicio de sus atribuciones y con la autonomía técnica, operativa y de gestión atribuida en el artículo 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se pronuncie respecto de la aprobación al Plan de Evaluación materia de la presente Resolución, sin perjuicio de la obligación del Contratista de cumplir con la normativa aplicable por otras autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan de Evaluación, es decir, los permisos, autorizaciones, avisos y demás actos necesarios para la ejecución de dichas actividades.

SEXTO.- Que mediante oficio UCN.430.2017.0083, recibido en la Comisión el 29 de marzo de 2017, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional presentado por el Contratista. Dicho Programa se considera una obligación del Contratista y formará parte integrante del Contrato, en términos de lo establecido en la Cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SÉPTIMO. - Que, en atención a la información presentada en el Plan de Evaluación, en materia de transferencia de tecnología, se advierte que la propuesta presentada por el Contratista es un compromiso del mismo y por tal motivo forma parte integrante del Contrato, en términos de lo establecido en la Cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato.

OCTAVO. - Que la supervisión de las actividades previstas en el Plan de Evaluación materia de la presente Resolución se llevará a cabo en términos del apartado V del Dictamen, con fundamento en el artículo 31 fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En consecuencia, y atendiendo al marco jurídico aplicable, el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por unanimidad:

RESUELVE

PRIMERO. - Aprobar el Plan de Evaluación presentado por el Contratista, en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A25/2015, toda vez que el mismo resulta adecuado desde un punto de vista técnico y acorde con las características del Área Contractual, en los términos previstos en el Considerando Cuarto de la presente Resolución.

SEGUNDO.- Aprobar los indicadores de supervisión del cumplimiento, en términos del Considerando Octavo de la presente Resolución.

TERCERO. - Considerar a las actividades presentadas en materia de Contenido Nacional y transferencia de tecnología, parte integrante del Contrato, conforme a la Cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato; en términos de los Considerandos Sexto y Séptimo de la presente Resolución.

CUARTO. - Establecer que previo al inicio de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos objeto del Plan de Evaluación, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos que en su caso requieran otras autoridades competentes en materia de hidrocarburos, de conformidad con la normatividad aplicable.



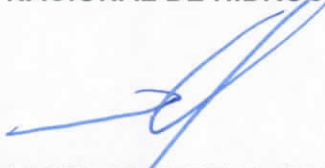
COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

QUINTO.- Notificar el contenido de la presente Resolución al Contratista y hacerla del conocimiento de las Secretarías de Energía, Economía, y de Hacienda y Crédito Público; de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y, de las Direcciones Generales de Contratos y, de Asignaciones y Contratos de Extracción de esta Comisión, para los efectos a que haya lugar.


SEXTO. - Inscribir la presente Resolución CNH.E.12.008/17 en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior con fundamento en el artículo 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CIUDAD DE MÉXICO, A 7 DE ABRIL DE 2017.

COMISIONADOS INTEGRANTES DEL ÓRGANO DE GOBIERNO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS


JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO PRESIDENTE


ALMA AMÉRICA PORRÉS LUNA
COMISIONADA


NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO


SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO


HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX
COMISIONADO


HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO


GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ
COMISIONADO



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A25/2015

Propouesta de Dictamen Técnico del Plan de
Evaluación del Área Contractual 25 Topén

Operador: Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V


Abril 2017



Contenido

CONTENIDO.....	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. GENERALIDADES DEL CONTRATO	7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	8
IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	10
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA.....	24
VI. EL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	26
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	27
VIII. RESULTADO DE DICTAMEN	28

I. Introducción

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) inició los procesos licitatorios de la denominada Ronda 1, en términos del artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, por lo cual el 12 de mayo de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en lo sucesivo, DOF) la Tercera Convocatoria CNH-R01-C03/2015 del proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veinticinco Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 20 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 25, con un Valor Mínimo de la Regalía Adicional del 78.79% y 25% de incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (PMT).

En consecuencia, el 24 de diciembre de 2015 la Comisión publicó en el DOF el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, en el cual resolvió adjudicar el Contrato correspondiente al Área Contractual número 25 al Licitante Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V. Finalmente, la Comisión y el Operador Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V. (en adelante Contratista), formalizaron el 10 de mayo de 2016 (en adelante Fecha Efectiva), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 (en lo subsecuente, Contrato).

Que la cláusula 1.1 del Contrato establece que, para efectos de dicho Contrato, el término "Plan de Evaluación" tendrá el significado siguiente:

"Plan de Evaluación" significa un programa que especifica las actividades de Evaluación a realizarse en el Área Contractual, mismo que deberá cumplir, cuando menos, con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo.

A su vez, la cláusula 4.1 del Contrato establece de manera textual lo siguiente:

"4.1 Plan de Evaluación. Dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, el Contratista deberá presentar a la CNH para su aprobación un Plan de Evaluación. El Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7 (incluyendo el Sistema de Administración).

La CNH resolverá sobre la propuesta de Plan de Evaluación en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable. La CNH no podrá negar su aprobación sin causa justificada."

En cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, el 7 de septiembre de 2016 el Operador sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Evaluación (en adelante Plan) asociado al Contrato con una duración de un año a partir de la aprobación del Plan.

El 13 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF 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, los Lineamientos).

El artículo 2 de los Lineamientos establece en su párrafo primero que *“Los Lineamientos son de carácter general y observancia obligatoria para los Operadores Petroleros que realicen o pretendan realizar actividades relativas a la Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México”*.

Asimismo, dicho artículo establece en su último párrafo que *“Corresponderá a la Comisión la interpretación y aplicación de los Lineamientos, así como en su caso, la realización de las acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento. Para tal efecto y con el objeto de armonizar los términos y condiciones de los Contratos o Asignaciones, con los presentes Lineamientos, la Comisión podrá resolver consultas específicas, o bien emitir Acuerdos de interpretación y de criterios generales para mejor proveer el cumplimiento de los Planes”*.

En este sentido, en el marco de la 54ª Sesión Extraordinaria de 2016 celebrada el 10 de octubre de dicho año, la Comisión emitió la resolución CNH.E.54.001/16 (*Resolución*), mediante la cual se emitieron los criterios de evaluación que serán aplicables para la emisión del dictamen técnico por el cual se analicen los Planes de Evaluación derivados de los Contratos suscritos como resultado de la licitación CNH-R01-L03/2015. Del contenido de dicha resolución, se advierte lo siguiente:

La presentación y aprobación del Plan de Evaluación es una obligación contractual referida en la cláusula 4.1 del Contrato, el cual se define como un programa que especifica las actividades de Evaluación a realizarse en el Área Contractual, mismo que deberá cumplir, cuando menos, con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo.

El párrafo primero de la cláusula 4.1 del Contrato, establece que el Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7 (incluyendo el Sistema de Administración).

Asimismo, en términos del párrafo segundo de la cláusula 4.1, la Comisión deberá resolver la propuesta del Plan de Evaluación en un plazo que no exceda de ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable.

En relación con lo anterior, el apartado VI del Anexo I de los Lineamientos establece lo siguiente:

VI. Plan de Evaluación.- *En el caso de que un pozo exploratorio sea exitoso y ocurra un descubrimiento de una acumulación de Hidrocarburos, todo operador petrolero deberá presentar a la Comisión un programa de trabajo y presupuesto correspondiente a efecto de evaluar el descubrimiento. También se presentará un plan de Evaluación en el caso en que los términos de un Contrato o Asignación Petrolera así lo indiquen.*

Además de lo anterior, no se observa disposición adicional en los Lineamientos que le sean aplicables al Plan de Evaluación al que se refiere la cláusula 4.1 del Contrato, considerando que en ninguna otra parte de dichos Lineamientos se regula la presentación de un plan de evaluación que no esté contemplado dentro un Plan de Exploración o un Plan de Desarrollo para la Extracción, como es el caso de los Contratos materia de la presente Resolución. En este orden de ideas, las demás disposiciones establecidas en los Lineamientos se encuentran referidas a regular la presentación de otro tipo de planes, en particular los mencionados Planes de Exploración (en sus distintos tipos), los de Desarrollo para la Extracción y los denominados Planes provisionales. En conclusión, la única “Normatividad Aplicable” que regula la presentación del Plan de Evaluación previsto en la cláusula 4.1 del Contrato, es el apartado VI del Anexo I de los Lineamientos.

Ello es así, atendiendo a que la materia de los Contratos firmados como consecuencia de la Licitación, se refieren específicamente a la extracción de hidrocarburos, y que dentro de la etapa

de Evaluación comprenden las actividades y operaciones llevadas a cabo por el Contratista para determinar los límites, caracterización y capacidad de producción del o los Campos, incluyendo sin limitación: (i) estudios geológicos y geofísicos; (ii) perforación de Pozos de prueba; (iii) estudios de Reservas y otros estudios, y (iv) todas las operaciones auxiliares y actividades requeridas o convenientes para optimizar la conducción o resultado de las actividades anteriormente indicadas, en términos de las definiciones del Contrato. Por lo que los elementos que los Contratistas deberán acreditar dentro de su Plan de Evaluación estará asociado con las actividades antes mencionadas.

En consecuencia, la Comisión debe analizar el contenido de los Planes de Evaluación presentados al amparo de los Contratos en términos del contenido de la cláusula 4.1 y el Anexo 7 del Contrato, así como lo previsto en el Anexo I de los Lineamientos, en lo que resulte aplicable en su apartado VI.

Cabe señalar que para la ejecución de las actividades de perforación de pozos y de reconocimiento y exploración superficial, el Contratista deberá cumplir con la normativa vigente emitida por la Comisión al momento de realizar dichas actividades.

Asimismo, resulta aplicable que en caso de que en el Plan de Evaluación se pretendan llevar a cabo pruebas de producción, en caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de dichas pruebas, éstos deberán ser reportados en el Balance conforme al formato establecido en el Anexo I de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, de conformidad con el artículo 36 de los mismos.

Por último, es necesario que el dictamen correspondiente establezca el resultado de la evaluación realizada por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos con respecto al Sistema de Administración; así como, la evaluación al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional que emita la Secretaría de Economía y las actividades presentadas en materia de transferencia de tecnología, las cuales se considerarán parte integrante del Contrato conforme a la cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato.

Por otro lado, de acuerdo con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.
- Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.
- La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.
- Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia.
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.

- Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En este sentido, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, inició el procedimiento de análisis técnico correspondiente, a fin de poner a consideración del Órgano de Gobierno la presente propuesta de Dictamen Técnico.

II. Generalidades del Contrato

El Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 (en adelante, Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 10 de mayo de 2016 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y por la otra parte, Renaissance Oil Corp., S.A. DE C.V.

La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del presente Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad industrial y protección al medio ambiente. Asimismo, en caso de que el Contratista esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, una prórroga por un período adicional de cinco años.

Renaissance Oil Corp., S.A. DE C.V., es una sociedad mercantil constituida de acuerdo con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se encuentra representada por Craig Allan Steinke, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 72,627, Vol. 1,752, otorgada ante el Notario Público No. 1 del Distrito Federal, Lic. Roberto Nuñez y Bandera, de fecha 15 de diciembre de 2014.

Dentro del Contrato se prevé un Periodo de Evaluación que iniciará con la Fecha Efectiva y tendrá una duración de hasta un (1) Año a partir de la aprobación del Plan de Evaluación, durante el mismo el Contratista estará obligado a concluir, al menos, el Programa Mínimo de Trabajo (PMT) establecido en el Contrato durante el Período Inicial de Evaluación, es decir 4,600 Unidades de Trabajo (UT) más el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo por otras 1,150 Unidades de Trabajo, para realizar un total de 5,750 Unidades de Trabajo a lo largo del Periodo de Evaluación. Dicho Periodo podrá ser ampliado hasta por un (1) Año contado a partir de la terminación del Periodo Inicial de Evaluación, a solicitud del Contratista. Lo anterior conforme a las Cláusulas 4.2 y 4.3 y del Anexo 6 del Contrato.

En la Tabla 1 y Figura 1, se muestran las generalidades y la localización del Área Contractual, respectivamente:

Concepto	Contrato
Nombre	AR-0465
Estado y Municipio	Municipio de Juárez, Chiapas.
Área del Contrato	25.3 km ²
Fecha de Emisión / Firma	Por definir
Vigencia	Por definir
Tipo de Contrato	Extracción
Operadora y socios con porcentaje de participación	Renaissance Oil Corp.
Profundidad para extracción	3389 (mvbmr)
Profundidad para exploración	---
Formación y/o Campos	Santa María/Topén
Colindancias	47 Km a Suroeste de Villahermosa, Tabasco.
Otras características	Yacimiento Naturalmente Fracturado de Calizas Dolomitizadas

Tabla 1. Generalidades del Área Contractual.

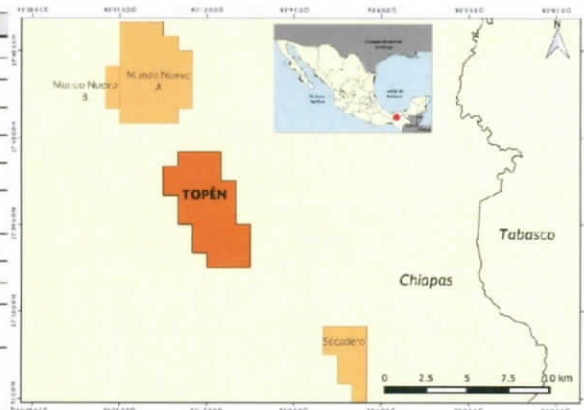


Figura 1. Localización del Área Contractual.

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

A través del escrito **ROC-CDMX-038/2016**, con fecha del 7 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Evaluación del Área Contractual 25 Campo Topén a la Comisión. Posteriormente, el 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió el Plan a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (en adelante, ASEA) y a la Secretaría de Economía (en adelante, SE) a través de los oficios **220.1994/2016** y **220.1993/2016**, respectivamente, para que dichas instituciones detectasen documentación faltante y/o inconsistencias que el Contratista debía subsanar, con el fin de los análisis correspondientes de cada dependencia.

A través del oficio **ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016** de fecha 23 de septiembre de 2016, la ASEA notificó no contar con los elementos técnicos y documentales suficientes, para evaluar los Programas de Administración de Riesgos, incluido el Plan presente.

Asimismo, por medio del oficio **UCN.430.2016.0148** de fecha 23 de septiembre de 2016, la SE emitió los faltantes de información respecto del Plan presentado por el Contratista.

El 23 de septiembre de 2016, la Comisión emitió el oficio **220.2056/2016** mediante el cual notifica al Contratista sobre la ampliación del plazo para prevenir respecto a la suficiencia documental del plan de evaluación presentado.

A través del oficio **220.2135/2016** de fecha 10 de octubre, la Comisión hizo del conocimiento del Contratista la Resolución **CNH.E.54.001/2016** por la que la CNH emite criterios aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2016. En la misma fecha, por medio del oficio **250.047/2016**, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan presentado.

A través de los oficios **250.095/2016** y **250.136/2016** de fechas 25 de octubre de 2016 y 4 de noviembre del mismo año, respectivamente, la Comisión remitió al Contratista diversos alcances y aclaraciones referentes a la prevención mencionada.

El Contratista presentó a la Comisión la atención a las prevenciones sobre el Plan el día 15 de noviembre de 2016, por medio del oficio **ROC-CDMX-095/2016**.

Esta información fue remitida a la SE a través de oficio **250.169/2016** de fecha 25 de noviembre de 2016, acompañado de la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista para desahogar la prevención, en el ámbito de la competencia de dicha dependencia.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio **UCN.430.2016.0186** de fecha 1 de diciembre de 2016, en el cual determina que el Contratista presentó la información suficiente para iniciar la evaluación de los Programas de Cumplimiento de contenido nacional.

Mediante oficio **250.188/2016** de fecha 2 de diciembre de 2016, la Comisión notificó al contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.

A través de Memorándum **252.159/2016** de fecha 21 de diciembre de 2016, la Dirección General de Dictámenes de Extracción solicitó a la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, en el ámbito de su competencia, opinión técnica respecto del Plan.

A través del oficio **250.0043/2017** la Comisión citó a reunión de trabajo al Operador Petrolero con el fin de resolver diversos cuestionamientos técnicos referentes al Plan, dicha reunión se llevó a cabo en las instalaciones de la Comisión el día 09 de febrero de 2017.

Por medio del oficio **260.049/2017** de fecha 3 de febrero de 2017, la Comisión solicita a la Agencia información respecto del estado actual que guardan los trámites que deben realizar ante dicha dependencia diversos Contratistas, entre los que se encuentra Renaissance Oil Corp., S.A. DE C.V.

El 10 de febrero de 2017 la Agencia emitió el oficio **ASEA/UGI/0043/2017**, a través del cual informa el estado actual que diversos Contratistas deben realizar ante esa Dependencia.

Por medio del oficio **ROC-CDMX-055-2017** de fecha 13 de marzo de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo mencionada.

Por medio del oficio **250.0096/2017** de fecha 21 de marzo de 2017, La Comisión remite diversa información y solicitud de opinión relativa al Plan de Evaluación en materia de Contenido Nacional a la SE.

Respuesta a solicitud anterior, la SE emitió la opinión favorable respecto del Contenido Nacional mediante oficio **UCN.430.2017.0083** de fecha 29 de marzo 2017.

Finalmente, por medio del Memorándum 272.017/2017 de fecha 31 de marzo de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, emite opinión técnica respecto del Plan.

Handwritten signatures in blue ink, consisting of several stylized scribbles and lines, located on the right side of the page.

IV. Análisis de los Elementos del Plan

a. Cumplimiento del PMT y su incremento

El Contratista debe acreditar un total de 5,750 UT, de las cuales 4,600 UT fueron establecidas por las Bases de Licitación, mientras que las restantes 1,150 UT corresponden al incremento al PMT ofrecido por el Contratista en el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas. De acuerdo con el Plan, las actividades a realizar permitirán acreditar las UT comprometidas, como se observan en la Tabla 2.

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Sub-tarea	Cantidad	Unidades de trabajo (UT)
Evaluación	Perforación de pozos	Servicios de soporte, perforación, pruebas de formación y terminación.	Servicios relacionados con soporte, perforación, pruebas de formación y terminación	1	4,000
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Diseño de terminación de pozos	Intervenciones Mayores a pozos Existentes (RMA)	1	800
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Estudios presión, volumen y temperatura (PVT).	Prueba PVT	1	10
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Análisis de líquidos de pozos	Análisis de agua de formación	1	10
Evaluación	Geología	Estudios geológicos a detalle	Modelo estático actualización	2	600
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Modelado y simulación de yacimientos.	Modelo Dinámico Actualización	1	300
Evaluación	Geofísica	Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.	Interpretación Sísmica 3D	1	30
Total					5,750

Tabla 2.- Actividades PMT (Fuente: Contratista).

De acuerdo con la Cláusula 4.8 de Contrato, a más tardar treinta (30) días contados a partir de la culminación del Período de Evaluación, el Contratista deberá entregar a la Comisión el informe de las actividades realizadas durante dicho periodo. El informe deberá contener cuando menos la información que se señala en el Anexo 8 del Contrato.

b. Objetivo

De acuerdo con la información del Contratista, el objetivo general del Plan es evaluar la potencialidad del campo, obtener producción comercial de hidrocarburos de manera segura y contribuir en la recuperación eficiente de las reservas de hidrocarburo a través de la perforación de un nuevo pozo (TOPEN LOC 1) y la reparación mayor del pozo Topén-21 de los cuales se espera una producción inicial aproximadas de 500 y 225 bpd, respectivamente, considerando un éxito del 100% esperados en el pronóstico de producción, con una inversión y gastos de operación estimados en: USD \$ 6,926,353.57 (seis millones novecientos veintiséis mil trescientos cincuenta y tres 57/100 dólares estadounidenses). Todo esto durante el periodo del "Plan de Evaluación", el cual tiene una duración de 12 meses.

El Contratista incluyó el programa de perforación de la localización TOPEN LOC 1 como parte del Plan presentado. Igualmente se espera obtener la información necesaria que permitan actualizar y/o validar las condiciones actuales del yacimiento, lo que proporcionará mayor certidumbre a los modelos existentes (estático y dinámico), medir por separado de tipo de hidrocarburo, y finalmente reevaluar los volúmenes de hidrocarburos y el factor de recuperación del yacimiento, lo cual apoyará en un mejor gerenciamiento de explotación del campo.

La actualización y/o generación de estos modelos está condicionada a los resultados de la perforación y reparación de los pozos programados en el periodo del Plan de Evaluación.

Las actividades propuestas a ejecutar (la perforación de un pozo y una reparación mayor en uno preexistente) durante el Plan están fundamentadas en las características: geofísicas, geológicas, petrofísicas y de ingeniería de yacimientos, que de acuerdo con el análisis efectuado a partir de los datos disponible el área y el intervalo seleccionados podría aportar la información complementaria requerida para la adecuada evaluación y gerenciamiento óptimo del campo. Por otro lado, a través de estas actividades se cumple, en gran medida, con el total de las Unidades de Trabajo comprometidas acorde con el contrato.

c. Alcance

Con el fin de lograr el objetivo el Plan de Evaluación del Área Contractual tiene los siguientes alcances:

- Cumplir con el Programa Mínimo de Trabajo y el incremento en el Programa Mínimo comprometidos acorde con el porcentaje ofrecido y las bases del contrato.
- Realizar la reparación de un pozo existente y la perforación de un pozo nuevo (TOPEN LOC 1).
- Extraer hidrocarburos de manera segura, de acuerdo a la normativa aplicable y las condiciones del contrato.
- Tramitar permisos oportunamente, reportar a la comisión todas las actividades llevadas a cabo durante el periodo y sus resultados de acuerdo al contrato y sus bases.
- Cumplir con el porcentaje mínimo de contenido nacional y el programa de transferencia de tecnología comprometido y acorde al contrato.
- Interpretación y modelado geológico 3D, tendrá como objetivo determinar cualitativa y cuantitativamente, características y propiedades geológicas y petrofísicas de los sistemas roca y roca-fluidos, y definir su distribución en el yacimiento petrolero. El modelado básicamente comprenderá:
 - Actualización de la interpretación sísmica y geológica.
 - Modelado estructural y estratigráfico.
 - Interpretación petrofísica.

- Poblado de propiedades.
- Cálculo de volúmenes originales in situ y validación.
- Efectuar la actualización del Modelo Petrofísico, cuyo objetivo principal será, con la ayuda del registro de imágenes micro eléctricas, incluir la caracterización de fracturas (abiertas, cerradas, parcialmente cementadas; Inducidas o Naturales), densidad de fracturamiento; echado y dirección preferencial, y de ser factible, efectuar la partición de la porosidad incluyendo la metodologías propuesta por Aguilera 2004, 2011, Vivek 2008.
- Estudio Dinámico del Yacimiento, el cual tendrá como objetivo determinar y evaluar los aspectos que controlan el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, de acuerdo a la caracterización estática establecida.

Los estudios antes mencionados podrían ser reformulados en función de los resultados obtenidos con la perforación y/o reparación de los pozos.

d. Actividades del Plan

El Contratista presentó el listado de las actividades pertenecientes a la Actividad Petrolera Evaluación, para la ejecución y logro de metas definidas en el Plan, como se observa en la Tabla 3.

Sub-actividad	Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
General														
	Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	144
Geofísica														
	Pre-procesado, procesamiento, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.		0.5	0.5										1
Geología														
	Estudios geológicos a detalle y estudios petrofísicos				1	1	1	1						4
Pruebas de Producción														
	Realización de pruebas de producción	32	32	31	31	31	31	32	32	31	31	31	31	376
Ingeniería de Yacimiento														
	Diseño de terminaciones de Pozos				2				1		1	3	1	8
Otras Ingenierías														
	Ingeniería conceptual						1	1						2
Perforación de Pozos														
		1	13	1	1	2	3	2	16	16	3	2	3	63
Seguridad, Salud y Medio Ambiente														
		63	62	63	62	62	63	62	62	64	62	62	63	750

Tabla 3. Actividades asociadas al Plan (Fuente: Contratista)

Perforación de Pozos

Posible ubicación de los pozos de evaluación a perforar

Durante la etapa del Plan de Evaluación están programados actividades de perforación y reparación a pozos (una perforación de nueva localización y una reparación), para el mantenimiento o incremento de la actual producción del campo. Con dicha actividad se pretende explotar el potencial productor del yacimiento del Cretácico Medio del campo Topén.

El pozo **Topén LOC 1** es un pozo Vertical de Desarrollo localizado en la parte Noroeste del campo Topén. Este pozo se planea perforar a una profundidad total de 3650 m (mdbmr). Se planea perforar el pozo en 42 días y terminarlo en otros 3 días (corrida de aparejo de producción e instalación de árbol de producción) para un total de 45 días y se explotará como fluente natural en su etapa inicial. Se estima perforar unos 189 m por debajo de la cima del Cretácico Medio (3461 mdbmr) y alcanzar una profundidad total de 3650 mdbmr, aunque se espera disparar hacia la parte superior de la formación en el intervalo 3461-3500 mdbmr; con la profundización se pretende obtener información que apoye en la adecuada caracterización y planeación de desarrollo de este bloque. La geometría para el pozo propuesto será "vertical" entre: 0 y < 23 grados de inclinación en donde, la configuración mecánica contempla utilizar 5 etapas iniciando con un conductor de 20", seguidamente se pretende cubrir los mantos acuíferos y prevenir cualquier peligro de gas someros con revestidor de 13 3/8". Se sugiere para las secciones intermedias revestir con 9 5/8" y 7 5/8" que puedan cubrir cualquier cambio de litología o presiones anormales. Finalmente la sección de producción que cubrirá la zona objetivo se propone la utilización de liner de 5 1/2". La terminación será sencilla fluente natural en su etapa inicial; con aparejo de producción de 2 7/8", camisa de circulación de 2 7/8" y empacador de producción de 7 5/8".

Se presenta la posible ubicación del pozo de evaluación, Figura 1 y Tabla 4, la cual será ajustada de acuerdo a resultados posteriores al anuncio de las coordenadas en este documento y de acuerdo a avances de los estudio de caracterización integral de los yacimientos del área contractual.

NOMBRE	Coordenadas	X	Y
POZO TOPÉN LOC-1	Superficie	477,859.00	1,954,195.00
	Objetivo	477,859.00	1,954,195.00

Tabla 4. Coordenadas UTM de los pozos a perforar



Figura 1. Ubicación del pozo a perforar para la evaluación.

Posibles intervalos de evaluación en el pozo propuesto

El objetivo principal para el área contractual Topén es explotar el yacimiento de la formación del Cretácico Medio-Superior, con espesores netos de 5 - 35 metros, el cual está constituido por calizas y brechas de borde de plataforma, de composición textural de wackestone a packstone de buena porosidad, presenta dolomitización de peloides, bioclásticos con foraminíferos bentónicos. El promedio de porosidad y saturación de agua es del 12-16% y de 26%, respectivamente. En la Figura 2, se muestra los perfiles de producción probabilísticos de aceite para los pozos propuestos y en la Tabla 5 los acumulados a 12 años estimados de producción por percentil.

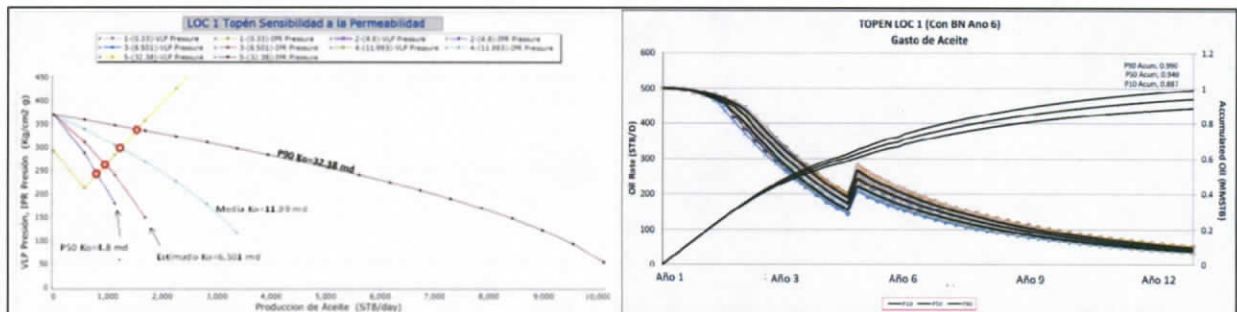


Figura 2. Sensibilidad de gasto de aceite a la permeabilidad de yacimiento y pronósticos de producción probabilísticos de aceite para Topén LOC 1.

Pozo	Percentil	Aceite (MMbl)	Gas (MMMpc)	Agua (MMbl)
Topén LOC 1	P90	0.999	1.304	0.899
	P50	0.940	1.217	0.846
	P10	0.887	1.142	0.788

Tabla 5. Pronósticos de producción acumulada de los pozos Topén LOC 1.

Reparación de pozos

Para el Área Contractual el Contratista visualiza la reparación mayor del pozo Topén 21, en el cual se adicionará y estimularán los intervalos: 3425-3440 md para incorporación y/o mantenimiento de la producción. A continuación se describen las condiciones y actividades a ejecutar.

Este pozo se encuentra estructuralmente hacia la parte central de la estructura al Sur de los pozos de campo, corresponde a un pozo vertical que fue perforado con objetivo Mesozoico en Julio del 1989 resultando productor de aceite del intervalo: 3440-3459 md. Actualmente se encuentra cerrado y su última producción reportada fue para mayo del 2013, la cual indica 46 de aceite y 25% de agua, Figura 3. En la Figura 4, se muestra el caso base para la estimación de la producción inicial con la reparación mayor del pozo Topén 21.

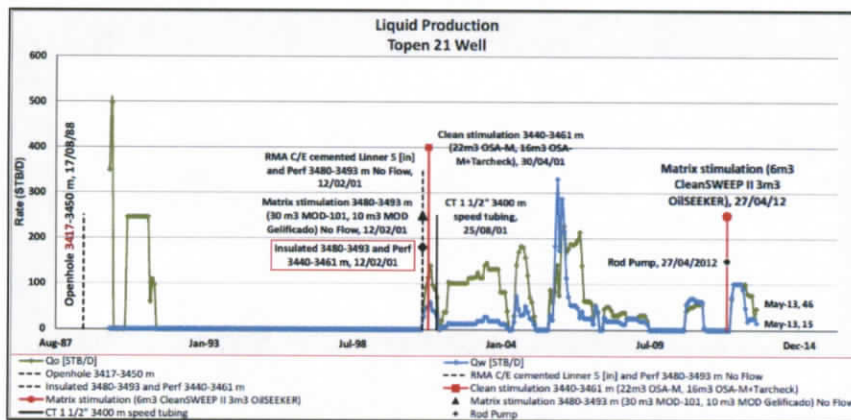


Figura 3. Historia de producción, trabajos realizados a la última medición disponible pozo Topén-21 (Fuente: Contratista).

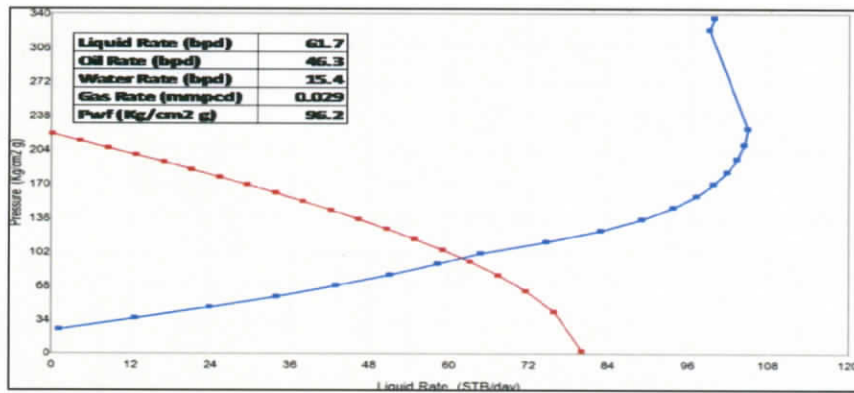


Figura 4. Caso base respecto a la última medición disponible pozo Topén-21(Fuente: Contratista).

Actividades de intervención:

El pozo tiene tapón mecánico en tubería a 2042 m. y se considera realizar lo siguiente:

- Para mejorar el aporte del pozo se recomienda adicionar 3425 a 3440 m.
- Realizar estimulación corta al intervalo 3425-3440 m
- Bajar TF a 3400 m
- Activar con SAP (GL con TF). Posible productor de 100 bpd de aceite, 0.080 mmpcpd de gas y 50 bpd de agua.

Pronósticos Probabilísticos Topén-21

En la Figura 5, muestra los pronósticos probabilísticos de producción de aceite, determinados por el Contratista, para la reparación del pozo Topen 21, en la misma están presentes las curvas de declinación de producción de aceite con sus percentiles (P10, P50 y P90) y sus acumulados también con sus percentiles.

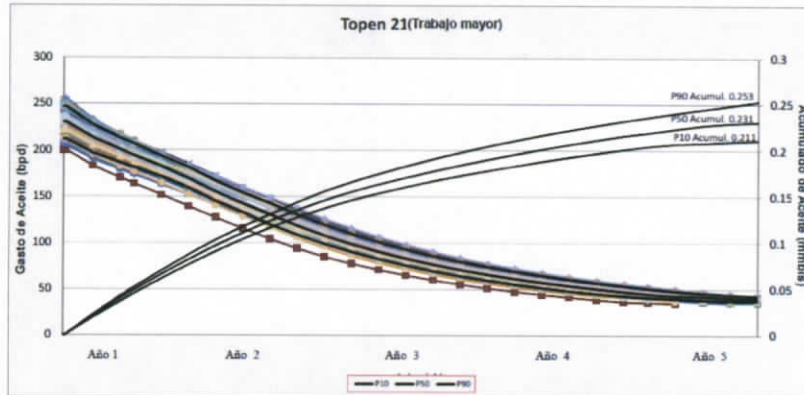


Figura 5. Pronóstico de producción de aceite para la reparación del pozo Topén-21 (Fuente: Contratista).

Toma de información:

Medición de producción y presión de superficie para pozos existentes, así como toma de muestras de fluidos, para hacer el seguimiento del comportamiento de los pozos productores del campo para detectar desviaciones en la producción y tomar las acciones necesarias.

Prueba de Presión para el pozo nuevo y la reparación mayor: Realizar curva de incremento de presión con la finalidad de conocer las propiedades de permeabilidad, daño y presión estática del yacimiento, así como cuantificar la energía del mismo, caracterizar el sistema pozo yacimiento identificar las barreras o límites presentes y estimar la productividad luego del trabajo de reparación.

e. Pronóstico de producción

En la Tabla 6, se muestra el pronóstico de producción asociado a la reparación mayor y el pozo a perforar durante el periodo de evaluación. De acuerdo con el Plan, la reparación mayor del pozo Topen-21 se reflejará desde el mes 3, mientras que la producción del primer pozo a perforar Topén LOC-1 se reflejará en el mes 10.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Producción de aceite (bpd)	226	226	453	441	410	423	408	406	391	882	872	859
Producción de gas (mmpcd)	0.237	0.237	0.468	0.443	0.404	0.411	0.394	0.392	0.379	0.957	0.953	0.942
Producción de agua (bpd)	9.28	26.61	41.56	46.84	63.18	73.56	92.56	107.01	129.14	148.91	175.67	199.47

Tabla 6.- Incremental de producción durante el periodo de evaluación (Fuente: Contratista)

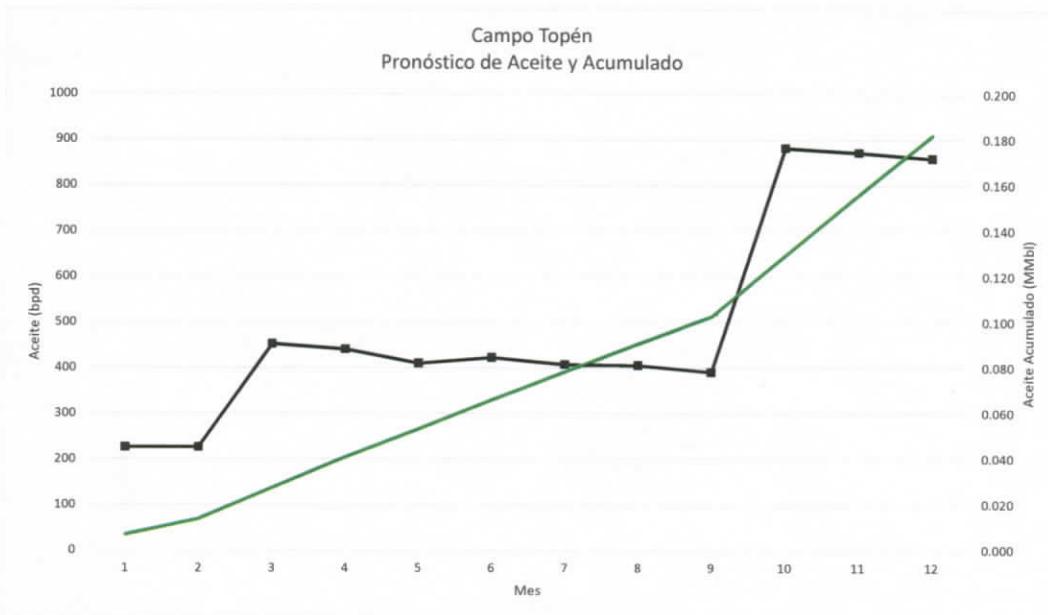


Figura 6. Pronóstico de producción de aceite. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Figura 6 y Tabla 7, se observa el pronóstico de producción y producción acumulada de aceite en el Área Contractual durante los 12 meses del Periodo de Evaluación.

	Volumen a recuperar
Aceite (MMbl)	0.182,290
Gas (MMMpc)	0.188,990
Agua (MMbl)	0.033,860

Tabla 7. Volumen de aceite, gas y agua acumulado (Fuente: Contratista)

f. Inversiones y gastos de operación

Las actividades presentadas en el Plan de Evaluación tienen como objetivo incrementar y mantener la producción del campo Topén, así como evaluar el potencial del yacimiento en el Cretácico Medio, a lo largo de un periodo de 12 meses.

Para la estimación de los costos de dichas actividades, el Operador se basó en las siguientes premisas:

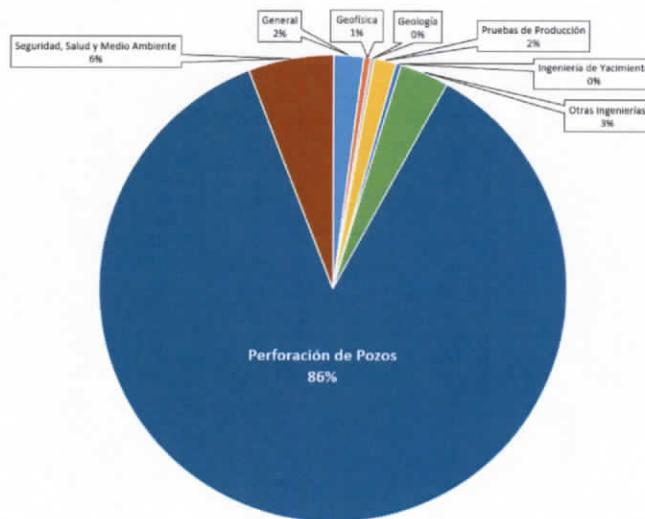
- ✓ Tipo de cambio de 20 MXN/USD
- ✓ Pronóstico de producción acumulada esperada del pozo productor Topén 3, más el acumulado de la reparación mayor a Topén 21 y el acumulado de la localización TOPEN LOC 1, Tabla 7.
- ✓ Los costos de mano de obra desglosados son estimaciones proyectadas y el Operador realizará licitaciones de todos los equipos y servicios, previo al inicio de las operaciones, con el fin de reducir los costos y fomentar un mercado competitivo.
- ✓ No fueron necesarias inversiones mayores en cuanto a instalaciones, ya que actualmente se cuenta con una instalación de proceso que recibe la producción.
- ✓ Los costos de perforación del pozo TOPEN LOC 1 son estimaciones preliminares que podrán ser ajustadas a Clase I durante el diseño final del pozo.

✓ Para la estimación de costos e inversiones se llevó a cabo una metodología probabilista, en donde el flujo de trabajo utilizado está basado en las Mejores Prácticas Internacionales y el cual inicia con la evaluación de los pozos vecinos. A continuación se muestran los pasos realizados por el Operador:

1. Evaluó el tiempo real de los pozos en función de:
 - Reportes diarios de la perforación y terminación, detallando los eventos de tiempos no productivos
 - Condiciones ambientales
 - Tiempos perdidos no especificados
 - Análisis de tasa de perforación
2. Posteriormente, estableció los tiempos teóricos de perforación y/o terminación.
3. Generó una distribución probabilista de los costos que tiene como referencia los precios nacionales e internacionales.
4. Finalmente, obtuvo el costo estimado del pozo.

Actividad Evaluación

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Evaluación* del Plan de Evaluación se observa en la Figura 7.



Total de inversiones y gastos de operación: \$ 6, 926,353.57 (monto en dólares de Estados Unidos)
Figura 7. Distribución del Presupuesto del Plan por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 8, se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Evaluación correspondientes a la Actividad Evaluación.

Sub-actividad	Tarea	Monto (USD)
General		144,000.00
	Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto	144,000.00
Geofísica		31,830.00
	Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.	31,830.00
Geología		18,000.00
	Estudios geológicos a detalle	10,000.00
	Estudios petrofísicos	8,000.00
Pruebas de Producción		105,760.00
	Equipamiento de Pozos	45,360.00
	Realización de pruebas de producción	60,400.00
Ingeniería de Yacimiento		24,500.00
	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción.	1,500.00
	Modelado y simulación de Yacimientos.	10,000.00
	Estudios presión, volumen y temperatura (PVT).	3,000.00
	Diseño de terminaciones de Pozos.	10,000.00
Otras Ingenierías		235,209.00
	Ingeniería conceptual	235,209.00
Perforación de Pozos		5,958,554.57
	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.	374,468.00
	Servicios de soporte.	1,073,000.00
	Servicios de perforación de Pozos.	3,296,428.17
	Realización de Pruebas de Formación	31,600.00
	Suministros y Materiales.	180,000.00
	Terminación de Pozos.	1,003,058.40
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		408,500.00
	Estudios de impacto ambiental.	500.00
	Prevención y detección de incendio y fugas de gas.	360,000.00
	Auditorías de seguridad.	27,400.00
	Tratamiento y eliminación de residuos.	9,600.00
	Restauración ambiental.	5,000.00
	Auditoría ambiental.	6,000.00
Total		6,926,353.57

Tabla 8.1 Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación del Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 (Montos en dólares de Estados Unidos) (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Del análisis realizado, se observa que como parte del Plan de Evaluación propuesto por el Contratista fue entregado el Presupuesto que detalla los costos asociados a cada una de las operaciones programadas dentro del Plan de Evaluación, de acuerdo a las Cláusulas 4 y 10.2 del Contrato.

¹ Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

g. Mecanismos de medición

Dentro del plan de trabajo considerado para el periodo de evaluación, no se contempla la construcción de infraestructura nueva para proceso y/o tratamiento de la producción, únicamente se consideran los requerimientos de líneas de descarga desde el pozo hasta la interconexión con las tuberías de recolección existente, incluso en estos nuevos puntos de perforación las localizaciones se encuentran considerados dentro del requerimiento de cada pozo, para efectos de manejo de la producción la construcción de los ductos necesarios se encuentran en función de los resultados obtenidos.

Para tal efecto, la planificación de estos trabajos incluyen los requerimientos de permisos por ocupación, derecho de vía y la evaluación de impacto ambiental correspondiente, en cada caso la obtención de la anuencia para iniciar estos trabajos forman parte del tiempo de ejecución de los trabajos, así como los impactos que pueden ocasionar sobre los resultados del programa de evaluación planificado.

El Contratista considerada construir un solo pozo identificado como Topen LOC 1, el cual de acuerdo con las coordenadas proporcionadas por el área de subsuelo, resulta en la construcción de un camino de acceso, así como la interconexión de la tubería de producción, de tal manera que la localización a nivel de superficie, así como los requerimientos de construcción se considera una interconexión de nodo hacia la Batería de Separación Artesa, de tubería de 6 pulgadas de diámetro por 650 metros.

Adicionalmente, los costos desde este punto de vista tienen un menor impacto por las cortas distancias a lo existente, incluso la topografía del terreno brinda una mejor opción en cuanto a tiempo de construcción y costo asociado por dificultad de maniobra o requerimiento de corte de material. Finalmente, es necesario mencionar que existe la flexibilidad de instalar un sistema de medición en línea en el punto de convergencia de las corrientes de los pozos, como se puede ver en el esquema la instalación de un cabezal en el punto de interconexión de la nueva localización y el pozo Topen 03, proporcionan un punto común de flujo donde se podría establecer el volumen de producción dentro del bloque y establecer a partir de este la entrega de producción y responsabilidad de operación y mantenimiento de oleogasoducto.

Para el manejo de la producción del Área Contractual, se cuenta con una interconexión a un Oleogasoducto con punto de inicio la localización del pozo Topén-1. Por medio de esta tubería y una serie de interconexiones de otros pozos actualmente fuera de operación, se realiza el transporte de la corriente producida hasta su llegada a la Estación de Flujo Artesa, en esta última se lleva a efecto el proceso de separación de fases de la misma para su compresión y bombeo respectivamente. Las características y dimensiones de este Oleogasoducto son: diámetro nominal de 8" y una distancia de origen y destino de 5.5 km, este destino es la Estación de flujo Artesa, Figura 8.



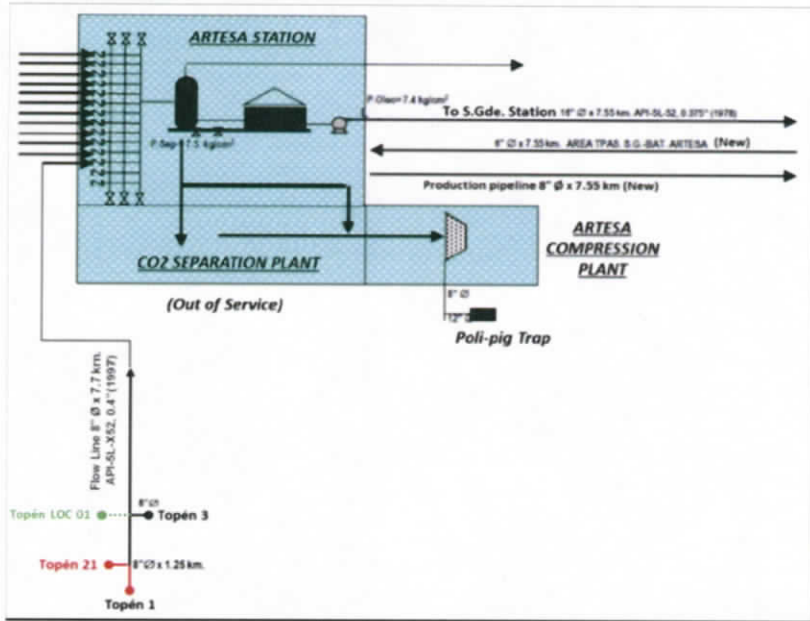


Figura 8. Esquema de producción del campo Topén (Fuente: Contratista).

La Batería de Separación Artesa, se ubica en la comunidad de Santa Teresa 3ra Sección, del municipio de Juárez, estado de Chiapas, es la instalación a la cual es enviada actualmente la producción de los pozos del Área Contractual, en esta se lleva a cabo su procesamiento básico, es decir la separación de fases gas y líquido, para posteriormente a las mismas condiciones de operación de esta instalación, realizar el transporte a través del sistema al cual pertenece esta instalación, Figura 9.

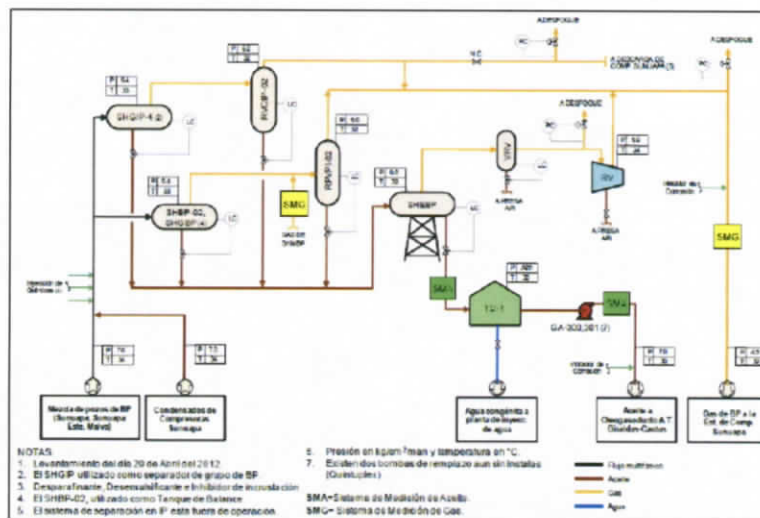


Figura 9. Diagrama de flujo de proceso de la Batería de Separación Artesa (Fuente: Contratista).

Sobre la línea principal de producción que transporta la producción hacia la Batería Artesa, indicando que tiene daños moderados, principalmente debido a la corrosión interna y externa, lo cual se basa en el informe de integridad mecánica correspondiente a una inspección hecha en 2010. De acuerdo con ese reporte la máxima presión de funcionamiento permisible se calculó en 2158 psi, valor que se encuentra por arriba de la presión manejada actualmente de 270 psi. Adicionalmente, de acuerdo con el mencionado informe, la vida útil remanente para este ducto se estima en aproximadamente 10 años.

De acuerdo con el volumen de producción esperado para el campo Topén dentro del periodo de evaluación, la infraestructura actual para el manejo de la misma es suficiente, considerando que la capacidad estimada de manejo de producción el ducto principal es de 7 MBPD de aceite y 5 MMPCD de gas a las condiciones actuales de operación del ducto.

Considerando los volúmenes de producción esperados para este periodo, la infraestructura actual de recolección del campo Topén, además de la capacidad de superficie instalada, adicionalmente se efectuarán las interconexiones de líneas de producción necesarias para incluir la nueva producción, se encuentran en el apartado de cada pozo o producción nueva esperada, con destino final la Batería de separación Artesa.

La filosofía de operación para el manejo de la producción del campo Topén en las instalaciones de la Batería Artesa, deberá estar acorde con los requerimientos de normatividad y seguridad aplicables, así como en mutuo acuerdo con la operadora a cargo de la instalación (Pemex), acordando las adaptaciones y/o modificaciones necesarias, para un manejo independiente de la producción por campo así como la medición de transferencia de hidrocarburos.

Considerando el uso de un área dentro de estas instalaciones, se considera que el o los equipos necesarios para efectuar la medición de la producción, corresponda a un equipo acorde con los lineamientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, dentro de las cuales sería las opciones mostradas de manera siguiente:

- Medidores tipo ultrasónico.
- Medidores tipo Coriolis.
- Medidor tipo Másico.
- Medidor tipo placa de orificio.

h. Comercialización de hidrocarburos

Considerando que el punto señalado es compartido, se establece que este es solo de medición de transferencia, efectuando un balance de masa o volumen a las condiciones de referencia para cada tipo de fluido (Agua, Aceite y Gas), por lo cual no se considera como punto de comercialización.

Actualmente, los hidrocarburos producidos en el Área Contractual son comercializados por Pemex Exploración y Producción (PEP) de acuerdo con los Contratos de Compraventa firmados entre el Contratista y PEP.

i. Aprovechamiento de gas

Uno de los indicadores de desempeño, así como un asunto de prioridad para el proyecto es el aprovechamiento del gas, evitando la quema y venteo del mismo debido a sus efectos ambientales negativos, en este sentido los volúmenes de gas producidos serán manejados de manera segura en las instalaciones existentes.

En este periodo se considera el aprovechamiento del volumen de gas producido, basado en un análisis detallado que incluye el impacto operativo, costos asociados por producción y el uso del gas producido como combustible o en sistemas artificiales, integrado en un programa que incluye el gas venteado y quemado, incluyendo las disposiciones técnicas para evitar y/o reducir esta actividad en los trabajos a desarrollar durante la etapa de evaluación.

Entre otros aspectos se considera la construcción previa de la tubería de recolección y líneas de descarga de los pozos a perforar, para contar con la infraestructura de recolección hasta la instalación existente (Artesa), evitando con ello la quema temporal o cierre de pozo por falta de la misma. Por otro lado, se considera el aprovechamiento del gas producido para su uso como combustible de las unidades de compresión en los sistemas de producción artificial, esto por medio del uso de filtros para el endulzamiento del gas (contiene H_2S), reduciendo así los costos importantes por el consumo de gas LP.

Conforme a lo anterior, el Contratista deberá alcanzar y mantener un nivel de aprovechamiento de gas del 98% anual, conforme a las disposiciones técnicas de la Comisión para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos del 07 de enero de 2016 publicado en el Diario Oficial de la Federación.

Three handwritten signatures in blue ink are located on the right side of the page. The top signature is a vertical line with a hook at the top. The middle signature is a more complex scribble. The bottom signature is a long, thin vertical line with a hook at the bottom.

V. Mecanismos de Revisión de la Eficiencia Operativa

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

1. **Seguimiento del cumplimiento del PMT y su incremento:** el Contratista deberá acreditar un total de 5,750 UT para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT. Las actividades a realizar, así como las UT asignadas a cada actividad, de acuerdo con el Contrato, por parte del Contratista se muestran en la Tabla 9.

Actividad	UT planeadas	UT acreditadas	% de cumplimiento
Perforación de pozos	4,000		
Reparación mayor	800		
PVT	10		
Análisis de agua de formación	10		
Modelo estático actualizado	600		
Modelo dinámico actualizado	300		
Interpretación Sísmica 3D	30		
Total	5,750		

Tabla 9. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas (Fuente: Comisión).

2. **Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 31 fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.
 - i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 10.

Sub-actividad	Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
i. General	\$ 144,000.00		
ii. Geofísica	\$ 31,830.00		
iii. Geología	\$ 18,000.00		
iv. Pruebas de Producción	\$ 105,760.00		
v. Ingeniería de Yacimiento	\$ 24,500.00		
vi. Otras Ingenierías	\$ 235,209.00		
vii. Perforación de Pozos	\$ 5,958,554.57		
viii. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 408,500.00		
Presupuesto Total	\$ 6,926,353.57		

Tabla 10. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas (Fuente: Comisión).

- ii) Las actividades planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en las Tablas 11 y 12, respectivamente.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Producción de aceite programada (bpd)	226	226	453	441	410	423	408	406	391	882	872	859	0.18229 MMbbls
Producción de aceite real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 11. Indicador de desempeño de la producción de aceite en función de la producción de reportada (Fuente: Comisión).

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Producción de gas programada (bpd)	0.237	0.237	0.468	0.443	0.404	0.411	0.394	0.392	0.379	0.957	0.953	0.942	0.18899 MMMpc
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 12. Indicador de desempeño de la producción de gas en función de la producción de reportada (Fuente: Comisión).

VI. El Programa de Administración de Riesgos

El Programa de Administración de Riesgos fue presentado por el Contratista conforme a la cláusula 13.3 y numeral 6 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo 1 de los Lineamientos.

En atención a lo anterior, la Agencia evaluó dicho Sistema de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que, mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017 del 10 de febrero de 2017, notificó que el Contratista no ha ingresado información de la Solicitud de Autorización del Programa de Implementación, estado del proceso en desahogo de prevenciones, estimando probable fecha de autorización en Agosto de 2017 e indicando de riesgo de detener operaciones.



VII. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional y transferencia de tecnología

En relación al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, el cual considera, entre otros, la transferencia de tecnología, en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, el Contratista presentó diversa información relacionada, conforme a la cláusula 18.3, 18.5, el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.12 del Anexo I de los Lineamientos.

Sobre el particular, la Secretaría de Economía a través de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2017.0083 de fecha 29 de marzo de 2017, notificó a esta Comisión, que es probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Evaluación en 22.51%. Sin embargo, el Contratista presentó gastos excluidos del cálculo de contenido nacional, como es el caso de pago por Permisos y Licencias, los cuales deberán ser excluidos.

VIII. Resultado de Dictamen

Derivado del análisis realizado del Plan presentado por el Contratista, el equipo técnico de la Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Evaluación propuesto por el Contratista de conformidad con los criterios generales emitidos por la Comisión mediante Resolución CNH.E.54.001/16, en relación con el contenido del Contrato y los Lineamientos, en lo conducente, por lo que se determinó que, en cumplimiento a dicha Resolución, el Plan considera las actividades necesarias para el cumplimiento del PMT y su incremento, en el plazo que establece el Contrato. Adicionalmente, se observan los siguientes elementos de valor:

- El Contratista presentó un Plan basado en la información entregada por la Comisión durante el desarrollo de la Licitación y en la información que ha podido generar e interpretar posterior a la firma del Contrato. El Plan es congruente con los objetivos y las actividades planteadas, ya que dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo establecido en el contrato. De lo anterior se deriva que la Comisión considere que las actividades y tiempos de ejecución del Plan coadyuvan al desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y del potencial de producción del Área Contractual, en beneficio del Estado.
- El Plan contempla actividades de interpretación sísmica y estudios geológicos a detalle, los cuales soportaran la búsqueda de zonas prospectivas y la posible localización de pozos, lo cual mediante la evaluación técnica y económica, tiene el fin de incorporar reservas de hidrocarburos y aumentar la producción.
- Dicho Plan establece actividades encaminadas, principalmente a incrementar el factor de recuperación de aceite y gas a través de la ejecución de una reparación mayor de pozo (Topén-21) con producciones iniciales estimadas de 227 bpd de aceite y la localización y perforación de un pozo (Topén LOC 1) con una producción estimada de 500 bpd, que llevaran a un pico de producción de 882 bpd y 0.957 mmpcd hacia el décimo mes de evaluación del Campo y que a su vez ayudarán al entendimiento y determinación del potencial de producción de aceite y gas del Área Contractual.
- Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, que la metodología planteada para la evaluación del Campo son adecuadas para las características del Área Contractual, y se espera que permita incrementar el conocimiento del área a través de la caracterización del yacimiento e incorporación de información reciente del yacimiento mediante los pozos a perforar que permitirán corroborar contactos de fluidos conceptualizados.
- El Contratista plantea el aprovechamiento del gas producido, como un punto prioritario en el Plan del Campo basado en un análisis detallado que incluye el impacto operativo, costos asociados por producción y el uso del gas producido como combustible o en sistemas de producción artificial por medio de uso de filtros para el endulzamiento del gas, dado que contiene H₂S. Se considera la construcción de tubería de recolección y líneas de descarga del pozo a perforar hasta la instalación existente (Batería Artesa), para alcanzar y mantener un nivel de aprovechamiento del 98% anual, de acuerdo a las disposiciones técnicas de la Comisión para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.

- Como resultado de las actividades, indicadas por el Contratista en el PMT, le darán todos los elementos suficientes para la presentación de un Plan de Desarrollo del Campo, de acuerdo a los lineamientos vigentes, en caso de dar continuidad al contrato.

En cumplimiento de la Cláusula 4.2 del Contrato, el Contratista planteó las actividades necesarias para el cumplimiento del PMT establecido en dicho Contrato.

El Contratista operará al amparo de los procedimientos de entrega y recepción que se establezcan en el Plan de Desarrollo presentado para el Área Contractual.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable el Plan de Evaluación para el Área Contractual 25 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A25-2015 con una vigencia de hasta 12 meses contados a partir de la aprobación del mismo, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en la cláusula 4.1 y anexo 7 del Contrato y los Lineamientos, de conformidad con la resolución CNH.E.54.001/16. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Señalando que conforme a lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato suscrito entre la Comisión y el Contratista.

Elaboró:

MTRO. AHIEZER ALARCON BARRADAS

Director de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó:

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Autorizó

MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular

Unidad Técnica de Extracción