RESOLUCIÓN CNH.E.09.001/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE EVALUACIÓN PRESENTADO POR STRATA CPB, S. A. P. I. DE C. V, EN RELACIÓN CON EL CONTRATO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA NÚMERO CNH-R01-L03-A5/2015, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 5, CAMPO CARRETAS.

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 expidieron 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 administrar y supervisar, en materia técnica 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 propia 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, la Fecha Efectiva), la Comisión y la empresa Strata CPB, S. A. P. I. de C. V. (en adelante, Contratista) suscribieron el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia número CNH-R01-L03-A5/2015, correspondiente al Área Contractual 5, Campo Carretas (en adelante, Contrato).

SEXTO.- Que mediante escrito recibido en la Comisión el 7 de septiembre de 2016, el Contratista por conducto de su representante legal presentó su propuesta de Plan de Evaluación en cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato. Lo anterior, 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 del 10 de octubre de 2016.

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 y 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 del Porcentaje de Contenido Nacional.

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.

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 y solicitó que informara respecto de la documentación faltante y en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para que la Agencia pueda realizar la evaluación del Sistema de Administración.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016 suscrito por el Director General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales, recibido en esta Comisión el 23 de septiembre de 2016, la Agencia informó diversa información que debería presentar el Contratista para estar en condiciones de emitir una opinión sobre el Sistema de Administración.

DÉCIMO.- Que mediante oficio 220.2059/2016 del 23 de septiembre de 2016, la Comisión notificó al Contratista la ampliación del plazo para emitir la prevención respectiva

DÉCIMO PRIMERO.- Que mediante oficio 250.057/2016 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 Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, y la Agencia, por lo que hace al Sistema de Administración.

DÉCIMO SEGUNDO.- Que mediante oficio 250.099/2016 del 25 de octubre de 2016, la Comisión emitió un alcance respecto a la prevención referida en el Resultando anterior.

DÉCIMO TERCERO.- Que mediante escrito recibido en la Comisión el 31 de octubre de 2016, el Contratista entregó a esta Comisión, la información solicitada mediante la prevención referida en los Resultandos DÉCIMO PRIMERO Y DÉCIMO SEGUNDO de la presente Resolución.

DÉCIMO CUARTO.- Que mediante oficio 250.145/2016 del 9 de noviembre de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información presentada por el Contratista en atención a su oficio UCN.430.2016.0148 y solicitó remitir el resultado de su evaluación al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional.

En respuesta, mediante oficio UCN.430.2016.0173 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 15 de noviembre de 2016, la Secretaría de Economía informó que las observaciones realizadas mediante oficio UCN.430.2016.0148 fueron atendidas por el Contratista, por lo que se cuenta con información suficiente para iniciar la evaluación del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

DÉCIMO QUINTO.- Que mediante oficio 250.0152/2016 del 17 de noviembre 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.

DÉCIMO SEXTO.- Que el 27 de enero de 2017 se llevó a cabo una reunión de trabajo con el Contratista, a fin de aclarar diversa información presentada en relación al Plan de Evaluación. Derivado de dicha reunión, el Contratista presentó a la Comisión diversa información.

DÉCIMO SÉPTIMO.- Que mediante oficio 260.049/2017 del 3 de febrero de 2017, la Comisión solicitó a la Agencia que informara respecto del estado actual que guardan los trámites que deben realizar ante la Agencia tanto los Contratistas de las Licitaciones, con el objeto de que esta Comisión esté en posibilidades 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 de 2017, la Agencia remitió un documento donde se desglosa el estado actual de los trámites de todos los Regulados relacionados con las Licitaciones, entre ellos, el correspondiente al Área Contractual 5.

DÉCIMO OCTAVO.- 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 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*

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 Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en razón de lo siguiente:

I. El reprocesamiento sísmico considerado en el Plan de Evaluación busca encontrar zonas prospectivas que, en su caso, podrían llevar a la identificación de recursos prospectos y, si las condiciones técnicas y económicas lo permiten, posteriormente incorporar o reclasificar reservas de hidrocarburos.

II. A través del uso de sartas de velocidad como aparejo de producción consideradas en el Plan de Evaluación, el Contratista busca determinar el potencial de producción de condensado en los pozos del Área Contractual.

III. El Plan considera elevar el factor de recuperación a través de la ejecución de Reparaciones Menores para la incrementar la recuperación de condensados y de gas en el Área Contractual.

IV. Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, se advierte que el reprocesamiento sísmico PSTM para la obtención de atributos especiales como AVO así como el uso de sartas de velocidad como aparejo de producción para un área productora de gas y condensados, representan tecnologías adecuadas para las características litológicas del Área Contractual.

V. Las actividades consideradas en el Plan de Evaluación, además del cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo como parte del compromiso contractual, busca reunir los elementos necesarios para que el Contratista determine la estrategia seguir durante el Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo que, en su caso, presentará a la Comisión.

VI. 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.

VII. El Contratista plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, lo que refleja el aprovechamiento del gas como principal producto dentro del Área Contractual y resulta congruente en términos de la fracción II del artículo octavo de los Lineamientos.

VIII. Del contenido del Plan de Evaluación se advierte que este fue estructurado y elaborado con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, en relación a la tecnología propuesta, lo que permitirá maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

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 que el Contratista ingresó la Solicitud de Autorización del Programa de Implementación el 18 de octubre de 2016, mismo que fue admitido el 12 de enero de 2017 y cuya probable autorización se espera que sea en abril del presente año.

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.430.2017.0058, recibido en la Comisión el 9 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, por considerar probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional del Contrato.

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 el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato y el Dictamen.

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-A5/2015, 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.

QUINTO.- Notificar el contenido de la presente Resolución al Contratista y hacerla del conocimiento de la Secretaría de Energía, de la Secretaría de Economía, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, así como a la Dirección General de Contratos y a la Dirección General de Asignaciones y Contratos de Extracción en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos, para los efectos legales a que haya lugar.

SEXTO. - Inscríbir la presente Resolución CNH.E.09.001/17 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 21 DE MARZO DE 2017.

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

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO PRESIDENTE

ALMA AMÉRICA PORRES LUNA
COMISIONADA

NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO

HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO

GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ
COMISIONADO

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A5/2015

Dictamen Técnico del Plan de Evaluación del Área Contractual 5, *Carretas*

Contratista: STRATA CPB, S.A.P.I. DE C.V.

Marzo 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 PARA LA REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA 20
VI. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 22
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL 23
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN 24

I. Introducción

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (*Comisión o CNH*) 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 (*DOF*) la Tercera Convocatoria CNH-R01-C03/2015 para el proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veinticinco áreas contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 19 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 Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 5, con un Valor de la Regalía Adicional del 50.86% y 100% 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 5 al Licitante Ganador Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V. y finalmente, la Comisión y el Contratista STRATA CPB, S.A.P.I de C.V. (*Contratista o Strata CPB)*, formalizaron el 10 de mayo de 2016 (*Fecha Efectiva*), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 (*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 Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Evaluación (*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" (*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. <u>También se presentará un plan de Evaluación en el caso en que los términos de un Contrato o Asignación Petrolera así lo indiquen</u>.*
>
> *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-A5/2015 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, STRATA CPB, S.A.P.I. 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, seguridad operativa 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.

Strata CPB, es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se encuentra representada por Rogelio Javier Montemayor García, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 30,194, Libro 990, otorgada ante la Fe del Notario Público No. 35 del Primer Distrito Registral en el Estado de Nuevo León, Lic. Ricardo Efraín Vargas Güemes, de fecha 25 de enero de 2016.

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 4,600 Unidades de Trabajo, para realizar un total de 9,200 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 razón a lo anterior, y de conformidad con la Cláusula 4.1 del Contrato, el Contratista cuenta con un plazo de ciento veinte (120) días naturales (*Días*) siguientes a la Fecha Efectiva, dentro de los cuales deberá presentar a la CNH para su aprobación un Plan de Evaluación. Dicho Plan podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en la Resolución.

Por su parte, la Comisión resolverá sobre el Plan de Evaluación presentado, en un plazo que no excederá ciento veinte (120) días a partir de que reciba la información necesaria en los términos mencionados en el presente Dictamen Técnico.

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

A través del escrito No. SCM160072/A5/2016, con fecha del 6 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Evaluación del Área Contractual 5 Carretas a la Comisión. Posteriormente, el 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió el Plan a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (*Agencia*) y a la Secretaría de Economía (*SE*) a través de los oficios 220.1994/2016 y 220.1993/2016, respectivamente, para que dichas instituciones se pronunciaran en el ámbito de sus atribuciones respecto de la 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 Agencia notificó que el Contratista cuenta con una "Opinión favorable sobre la propuesta del Programa de Implementación", asociado al Plan provisional del Área Contractual, además cuenta con el Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y la Constancia Única de Registro de Regulado.

Por otra parte, mediante el 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 220.2059/2016 mediante el cual notifica al Contratista sobre la ampliación de 8 (ocho) días hábiles al plazo original para prevenir respecto a la suficiencia documental del Plan 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 250.057/2016, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan.

A través del Oficio No. 250.099/2016 de fecha 25 de octubre de 2016, la Comisión remitió al Contratista diversos alcances referentes a la prevención mencionada.

El 31 de octubre de 2016, por medio del escrito SCM160130/A5/2016 el Contratista presentó a la Comisión la atención a la prevención, así como a los diversos alcances e información sobre el Plan.

La información recibida por la Comisión a que se refiere el párrafo anterior, fue remitida a la SE a través de oficio 250.145/2016 de fecha 09 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.430.2016.0173 de fecha 15 de noviembre 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 250.152/2016 de fecha 17 de noviembre 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 250.0024/2017 la Comisión citó a reunión de trabajo al Contratista 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 27 de enero 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 Strata CPB.

Como resultado de la reunión mencionada, por medio del escrito SCM170027/A5/2017 de fecha 9 de febrero de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo mencionada.

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 250.0072/2017 de fecha 23 de febrero de 2017, La Comisión remite diversa información y solicitud de opinión relativa al Plan de Desarrollo en materia de Contenido Nacional.

Respuesta a solicitud anterior, la SE emitió la opinión respecto del Contenido Nacional mediante oficio UCN.430.2017/0058 de fecha 07 de marzo 2017.

Finalmente, por medio del Memorándum 272.008/2017 de fecha 13 de marzo de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, emite opinión técnica respecto del Plan.

IV. Análisis de los elementos del Plan

a. Datos generales del Área Contractual

En la Tabla 1 se muestran las características principales del Área Contractual.

Concepto	
Nombre	Área Contractual 5, Carretas
Estado y municipio	Nuevo León, General Bravo y Dr. Coss
Área contractual	89.4 km^2
Profundidad para extracción	1351 mvbmr.
Profundidad para exploración	Sin Restricciones
Yacimientos y/o campos	Eoceno - Carretas
Colindancias	Colinda con el Campo Mojarreñas (al Norte), Cuatro Milpas (al Sur), Campo Fronterizo (al Este) y el Campo Peña Blanca (al Oeste)

Tabla 1. Características principales del Área Contractual (Fuente: Contratista).

b. Cumplimiento del PMT y su incremento.

El Contratista debe acreditar un total de 9,200 UT, de las cuales 4,600 UT fueron establecidas por las Bases de Licitación, mientras que las restantes 4,600 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 observa en la Tabla 2.

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Sub-tarea	Cantidad	Unidades de trabajo (UT)
Evaluación	Geofísica	Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.	Re-procesamiento de datos sísmicos	1	30
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Diseño de terminaciones de Pozos	Intervenciones Menores a Pozos Existentes (RME)	23	9,200
		Total UT			**9,230**

Tabla 2.- Actividades PMT (Fuente: Contratista)

Nota: en atención a la Resolución CNH.E.08.001/17 *por la cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos determinó las actividades que podrán ser contabilizadas como Unidades de Trabajo en el periodo comprendido entre la suscripción del contrato y su aprobación por parte de la Comisión, en relación a los contratos para le Exploración o Extracción de Hidrocarburos* y de acuerdo con lo manifestado por el Contratista en su Plan, se observa que para el cumplimiento del total de 9,200 UT, el Contratista realizará 15 RME posterior a la aprobación del Plan, en razón a que 8 ya fueron realizadas durante los meses de noviembre y diciembre del año 2016. Dichas reparaciones fueron realizadas con el objetivo de incrementar la recuperación de condensado en los pozos del Área Contractual, asegurando la continuidad operativa y de producción en la misma.

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

El Plan propuesto por el Contratista tiene el objetivo de evaluar la potencialidad de la producción de condensado en el Área Contractual, mediante un cambio de aparejo de producción actuando como un mecanismo de recuperación de líquidos a través del uso de sartas de velocidad, así como una mejor definición de la continuidad de los yacimientos, que permita identificar oportunidades tanto horizontales como verticales, y complementen la caracterización estática y dinámica de los yacimientos, incrementando el factor de recuperación actual e incorporando reservas de hidrocarburos, tomando en consideración la madurez de los yacimientos. Los resultados que obtenga el Contratista serán el soporte del Plan de Desarrollo para la extracción a ejecutar en el Área Contractual.

c. Alcance

Para lograr el objetivo planteado, el Contratista realizará las siguientes actividades:

1. Evaluar el diámetro óptimo del aparejo de producción como un mecanismo de recuperación de condensado. Se estima un resultado en producción de 0.142 mmpcd de gas y 4.27 bpd de condensado promedio por reparación.

   De acuerdo con el Contratista, el 95% de los pozos del Área Contractual se encuentran terminados con *Tubingless* de 3 ½". Por el grado de agotamiento actual de los yacimientos, no es posible obtener arrastre de líquidos, por lo que utilizando la técnica de análisis nodal el Contratista determinó el diámetro de tubería apropiado para que ocurra dicho arrastre de líquidos y utilizando la correlación de Turner para arrastre de líquidos, se definió el gasto requerido para producir los pozos. Para cumplir desde el punto de vista operativo con esta estrategia, el Contratista seleccionó 23 pozos donde se bajarán dichas sartas mediante la ejecución de actividades de RME.

2. Reprocesar 98 km^2 de sísmica 3D para tener una mayor definición de interpretación en rasgos estructurales y estratigráficos. Adicionalmente, por la alta heterogeneidad de los yacimientos, complejidad estructural, el Contratista propone una reinterpretación de los datos sísmicos, haciendo uso de la Migración Pre-Apilado en Tiempo (*PSTM*, por sus siglas en inglés), y la Técnica de Variación de la amplitud con el Desplazamiento (*AVO*, por sus siglas en inglés), con esto se podrá obtener una mayor certidumbre en la interpretación de imágenes sísmicas del subsuelo y una mayor capacidad de interpretación en rasgos estructurales y estratigráficos.

d. Actividades del Plan

El Contratista presentó 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	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
Geofísica														
	Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.											1		1
Pruebas de Producción														
	Realización de pruebas de producción	6	3	6	3	6	3	6	3	6	3			45
Ingeniería de Yacimiento														
	Diseño de terminaciones de Pozos	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1			15

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

Reprocesamiento sísmico

El Área Contractual fue desarrollada alrededor de 5 décadas por parte de la Empresa Productiva del Estado Petróleos Mexicanos, quien logró obtener una recuperación de alrededor del 50% del volumen original de gas presente en el Área Contractual, de acuerdo con los cálculos del mismo. El Contratista considera que dicho porcentaje podría incrementarse, tomando en cuenta que es un campo de gas.

Según el Plan, entre las causas de esta recuperación, las más relevantes están asociadas a la alta heterogeneidad de los yacimientos y su complejidad estructural, para lo cual el Contratista propone una reinterpretación de los datos sísmicos, haciendo uso de la inversión espectral como una de las aplicaciones tecnológicas en combinación con los datos sísmicos PSTM, lo que permitirá obtener una mayor certidumbre en la interpretación de imágenes sísmicas del subsuelo, una mayor capacidad de interpretación en rasgos estructurales y estratigráficos, para seleccionar áreas prospectivas que constituyen las secuencias de areniscas e intercalaciones de lutitas en estos yacimientos, generando así, nuevas áreas de interés económico con la finalidad de incorporar reservas adicionales de hidrocarburos del área contractual.

La técnica de inversión espectral estima una serie de reflectividad, resolviendo la presencia de capas delgadas por debajo de un límite permisible; es decir, remueve el efecto de la ondícula en los datos sísmicos, con el fin de generar volúmenes de alta resolución vertical.

La interpretación de datos sísmicos derivados de los resultados de la inversión espectral en combinación con el uso de multiatributos, permite obtener una mayor resolución de imágenes sísmicas en el subsuelo, mayor capacidad de interpretación en rasgos estructurales y estratigráficos y una alta resolución en perfiles de impedancia acústica.

Finalmente, con la inversión espectral a realizar se estima que a través de la Inversión de reflectividad se pueda observar las características internas del yacimiento y el comportamiento en cuanto a producción para los pozos, adicionalmente con la descomposición espectral, se pudiera conocer la frecuencia a la que responde el yacimiento, inferir el límite del mismo y disminuir la incertidumbre asociada a la selección de posibles localizaciones.

Adicionalmente, el Contratista contempla realizar un análisis de AVO, la cual es una técnica para identificar arenas gasíferas discriminando cuando las condiciones lo permiten el contenido de fluidos. Esto en conjunto con la inversión espectral pudiera orientar hacia una mejor definición de los yacimientos, al poder poblar mediante los Métodos de Impedancia las características petrofísicas obtenidas de los registros geofísicos para todo el campo, así como la identificación de volúmenes no recuperados.

Reparación de pozos

El Plan propuesto por el Contratista para el Área Contractual Carretas, está basado en la ejecución de 23 RME para instalar un nuevo aparejo de producción, cambiando el diseño de la terminación de los pozos mediante el uso de sartas de velocidad como aparejo de producción, con el fin de evaluar y cuantificar la producción de condensado en el Área Contractual.

Mediante el análisis e interpretación de los diversos parámetros de yacimientos y configuración de pozos, el Contratista propone esta alternativa para:

- Detectar la carga de líquidos en los pozos cuando está presente.
- Determinar el potencial de producción de condensado en los pozos.
- Diseñar el diámetro óptimo del aparejo de producción para minimizar el colgamiento de los líquidos.

De acuerdo con el Plan, debido a la poca información actualizada de aforos y mediciones de presiones con pozo cerrado, se utilizaron los históricos de producción, normalizados por pozos, para realizar los estimados del Índice de productividad, capacidad de flujo máxima y grados de agotamiento de los horizontes completados en los mismos, utilizando la metodología desarrollada por Fetkovich.

Una vez definido el potencial de producción de los pozos, el Contratista realizó sensibilidades con diferentes diámetros de aparejos de producción, obteniendo mayores producciones a medida que se incrementa el diámetro de dicho aparejo.

Adicionalmente, para seleccionar el aparejo apropiado que garantice el arrastre de líquidos en los pozos, el Contratista afirma que se realizaron cálculos de gastos críticos de arrastre de condensado y agua para los diferentes diámetros de aparejo, obteniendo los diámetros teóricos de los mismos para cada pozo concluyendo que los menores gastos requeridos para arrastre se obtienen para diámetros de sartas de 1" (0.75 Di).

Con el fin de realizar la evaluación del potencial de producción de condesados en el Área Contractual, el Contratista seleccionó 23 pozos para para realizar el cambio del aparejo de producción mediante el uso de una sarta con el diámetro óptimo para el arrastre de líquidos. Las estimaciones arrojan una producción promedio por pozo de 0.142 mmpcd de gas y 4.27 bpd de condensado, con un volumen estimado a recuperar de 0.720 mmmpc y 21,589 bls, durante el periodo de 12 meses de duración del Plan.

Los 15 pozos candidatos para las RME restantes, se enlistan en la Tabla 4:

Pozo	Formación productora	Intervalo (m)
CAR19	QC2-MS12	1388-1707
CAR530	MS12	1345-1355
CAR143	MS12	1450-1458
CAR25	CM1-QC3	1284-1555
CAR165	MS12-MS19	1641-2011
CAR147	QC2	1430-1435
CAR209	QC2	1356-1360
CAR203	QC2	1470-1478
CAR516	QC2-QC3-MS12	1459-1793
CAR300	CM1-QC2-QC3	1297-1629
CAR303	CM1-QC2-QC3	1265-1605
CAR153	CM1-MS12	893-900
CAR28	QC3	1477-1491
CAR207	QC3	1460-1466
CAR150	QC2D-MS10	1490-1605

Tabla 4. Listado de Pozos Candidatos a Instalación de Sarta de Velocidad (Fuente: Contratista)

Toma de información

Para la determinación de fluidos remanentes en las diferentes formaciones de interés atravesada, el Contratista utilizará la información de registros de presión y temperatura que se tomará en los pozos, así como el monitoreo de los fluidos producidos, lo que contribuirá a determinar zonas prospectivas que le serán un soporte más para la realización o la programación de pozos candidatos en la determinación de las reparaciones de pozos existentes bien sea RME o Mayores (RMA), de manera de incrementar la producción del Área Contractual.

e. Pronóstico de producción

A continuación, se presentan la Tabla 5 y las Fig. 1, en las que se observa el perfil de producción de gas, condensado y agua estimado por el Contratista para el periodo de Evaluación.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Gas (mmpcd)	0.34	0.54	0.72	1.84	2.02	2.20	2.32	2.50	2.66	2.88	2.86	2.79
Condensado (bpd)	10.24	16.25	21.72	55.18	60.74	66.11	69.58	75.03	79.68	86.30	85.80	83.68
Agua (bpd)	3.40	5.38	7.19	18.31	20.14	21.91	23.05	24.85	26.38	28.57	28.40	27.70

Tabla 5. Pronóstico de producción de gas, condensado y agua (Fuente: Contratista)

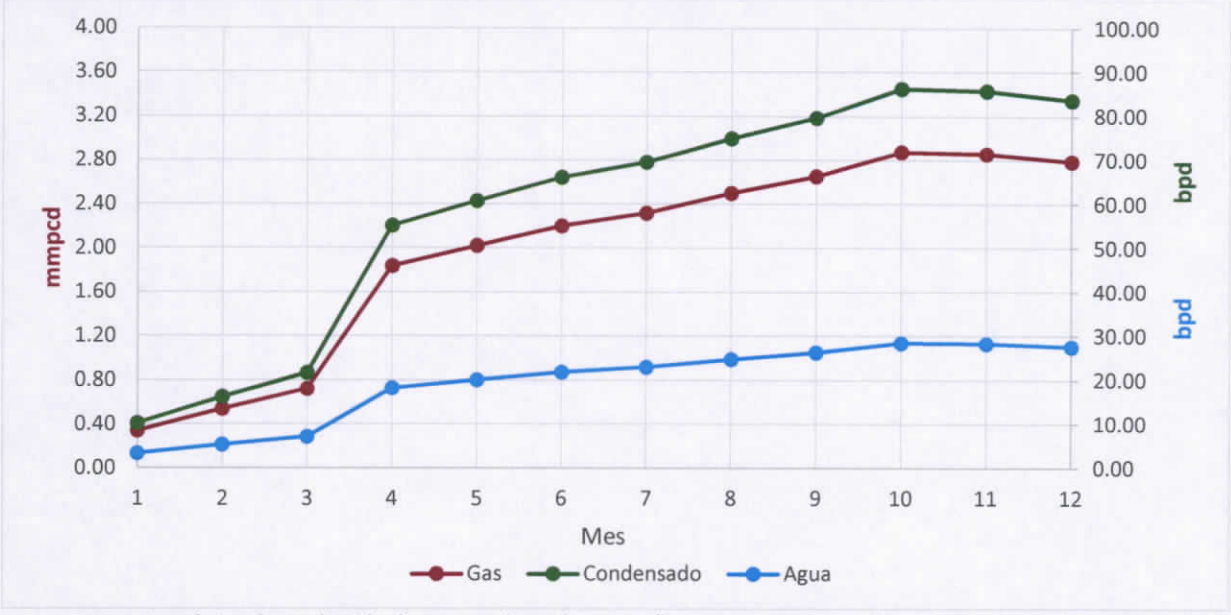


Fig. 1. Pronóstico de producción de gas, condensado y agua (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Tabla 6 y Fig. 2 se observa la producción acumulada de gas, condensado y agua en el Área Contractual durante los 12 meses del Periodo de Evaluación.

	Volumen a recuperar
Gas (mmpc)	719.64
Condensado (mb)	21.59
Agua (mb)	7.15

Tabla 6. Volumen de gas, condensado y agua a acumular (Fuente: Contratista)

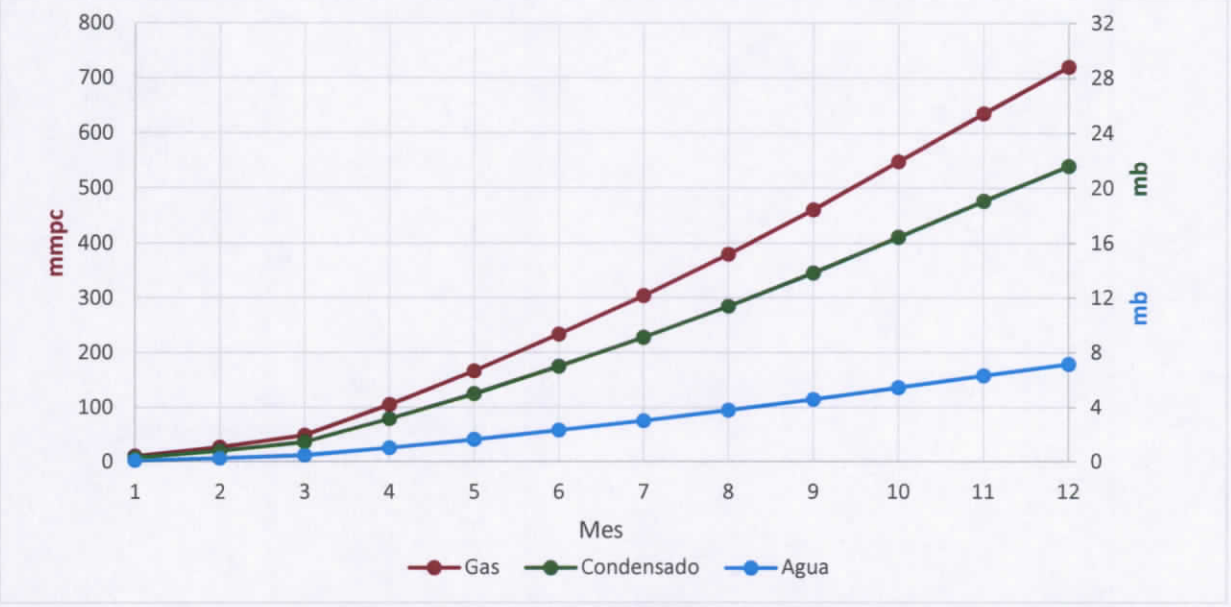


Fig. 2. Producción acumulada de gas, condensado y agua (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

f. Inversiones y gastos de operación

Con la finalidad de disponer de una metodología para control y ajuste de inversiones y gastos dentro del Plan, el Contratista elaboró un cronograma de desembolsos, el cual se refiere al pronóstico de los costos, proyectados en el tiempo, para ejecutar actividades, sub-actividades y tareas para la evaluación del Yacimiento Eoceno del Área Contractual, para un periodo de doce meses.

El estimado de costos que presentado es CLASE V, tomando en cuenta el nivel de información disponible, que se ubica en la fase de visualización, por lo que el rango de exactitud se ubica entre -20% y 30%, con una confiabilidad menor al 25%. Esta estimación de costos se considera confiable para esta etapa inicial del proyecto.

El plan de desembolsos fue elaborado combinando la estructura de las actividades propuestas, la ejecución en el tiempo y los requerimientos de recursos y materiales con sus costos correspondientes, sustentado en las siguientes premisas:

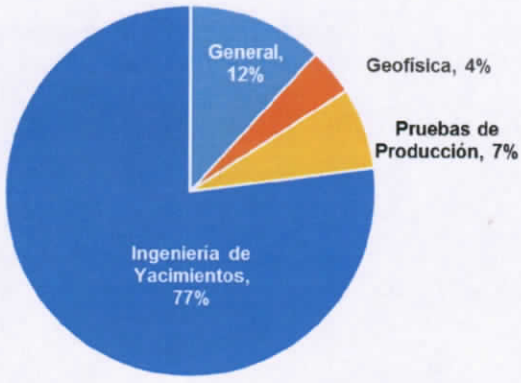
- ✓ Programa de trabajo de actividades para evaluación y generación de producción.
- ✓ Toma de información durante Plan de Evaluación previo a las intervenciones y para evaluación del área contractual, que permitirá definir el potencial de producción de fluidos y afinar las estrategias de producción, que deberán ser llevadas a cabo para maximizar la productividad/rentabilidad del área contractual.
- ✓ Para efectos del cálculo de inversiones y costos, no se considera el reemplazo de la infraestructura existente dentro del área contractual.
- ✓ El Plan no contempla taponamiento de pozos y/o abandono de instalaciones por parte del Contratista.
- ✓ Se utilizó como moneda de cálculo el $USD, con tipo de cambio USD/MXN = 18.6589 (Banco de México al 05/09/2016).
- ✓ Desembolsos se consideran 30 días después de ejecutada la actividad.
- ✓ Considera una estructura organizacional, de recursos, gerencia, supervisión, mantenimiento y operación requeridos para las operaciones y evaluación del área contractual.
- ✓ Los costos asociados a las actividades consideradas en este plan, se calcularon de la siguiente manera:

1. Cálculo de los costos basados en relaciones de capacidades. Este método se utiliza para estimar precios de equipos mayores a partir del precio conocido de uno igual o similar, pero de capacidad distinta. Se usa cuando existen limitaciones para poder ubicar en el mercado los precios de los equipos definidos en el proyecto.

2. Ajuste de datos históricos de precios de servicios, equipos y materiales que son actualizados por inflación y tasa cambiaria.

3. Precios actualizados de servicios, equipos y materiales provenientes del mercado.

La distribución del presupuesto asociado al Plan se puede observar en la Fig. 3:



Total de inversiones y gastos de operación: $ 1,193,842 (monto en dólares de Estados Unidos)
Fig. 3. Distribución del Presupuesto del Plan por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 7 se desglosa el Presupuesto mensual por Sub-actividad para desarrollar las operaciones del Plan.

Sub-actividad	Tarea	Monto
General		**140,192**
	Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto	140,192
Geofísica		**48,650**
	Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.[1]	48,650
Pruebas de Producción		**90,000**
	Equipamiento de Pozos	21,000
	Realización de pruebas de producción	69,000
Ingeniería de Yacimiento		**915,000**
	Diseño de terminaciones de Pozos	915,000
	Total	**1,193,842[2]**

Tabla 7. Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación (Fuente: Comisión con dato del Contratista) (Montos en dólares de Estados Unidos)

[1] Derivado del análisis de la información entregada por el Contratista, así como de lo manifestado por éste en la reunión de trabajo se desprende que el monto de $48,650 dólares del Presupuesto Indicativo para la Sub-actividad Geofísica es correspondiente a la tarea Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.

[2] En la tabla 12 del Plan de Evaluación presentado por el Contratista, se advierte una desviación del 0.093 % del Presupuesto Indicativo misma que no modifica la opinión vertida en el presente. Para efectos del registro en el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo el monto será el establecido en el presente dictamen.

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.

g. Mecanismos de medición

Para la cuantificación de los volúmenes de gas estimado en el pronóstico de producción del Área Contractual, el Contratista cuenta con sistema de medición de flujo por presión diferencial tipo placa de orificio que están dentro del rango de medición de flujo en cada una de las Estaciones de Recolección de Gas CAR-1, CAR-2, CAR AUX., sin embargo en la continuación del crecimiento pronosticado de producción estos sistemas estarían fuera del rango por la incertidumbre del proceso de medición, por lo que se tiene conceptualizado el desarrollo de un Sistema de Medición de gas tipo Coriolis y se estima la instalación en agosto de 2017, en el entronque Mojarreñas, como se muestra en la Fig. 4 este sistema tendría la flexibilidad de la transferencia de custodia de toda el Área Contractual.

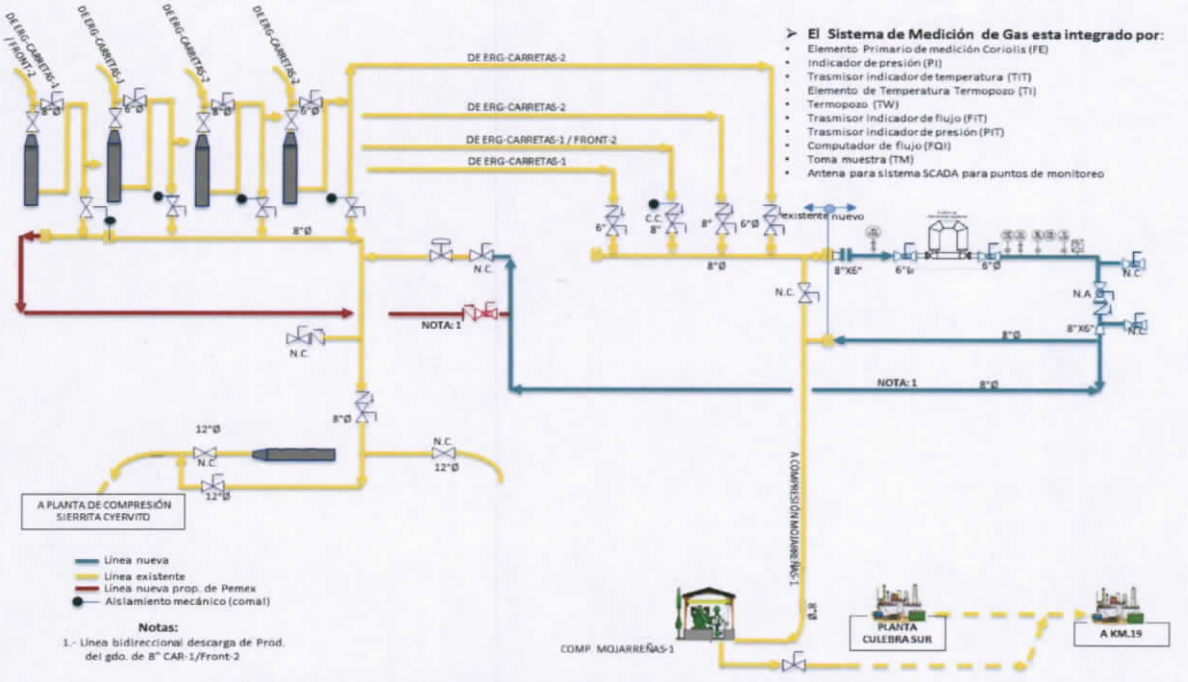


Fig. 4. Arreglo del Sistema de Medición de Gas (Coriolis) en Entronque Mojarreñas (Fuente: Contratista)

En relación con los Procedimientos de Medición previstos en la cláusula 11.2 del Contrato, el Contratista podrá seguir operando al amparo de los procedimientos de entrega y recepción establecidos en el Plan Provisional, previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición respectivos.

h. Comercialización de hidrocarburos

El líquido es separado en las estaciones ERG-CAR-1, ERG-CAR-2 y ERG-CAR-AUX y almacenadas en tanques atmosféricos, determinándose volumen y calidad mediante medición manual con cinta de aforo y muestras representativas del mismo.

Considerando que en dichas instalaciones no se dispone de infraestructura para el trasiego de fluidos, los mismos son transportados por medio de auto-tanques hacia la Planta Sierrita Cuervito para tratamiento y disposición final.

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

El ámbito de aplicación de las *Dispo*siciones *Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* se circunscribe a los Operadores Petroleros que realice actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que involucren la extracción y aprovechamiento del gas natural asociado. Por lo anterior, y dado que el Área Contractual es productora de gas natural no asociado, las Disposiciones mencionadas no son aplicables, sin embargo, el incentivo para este tipo de proyecto es llegar a aprovechar el 100% de la producción.

V. Mecanismos para la 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 9,200 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 8.

Actividad	UT planeadas	UT acreditadas	% de cumplimiento
Interpretación Sísmica 3D	30		
Reparación menor	9,200		
Total	9,230		

Tabla 8. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

2. **Seguimiento del Plan:** Con base 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 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 9.

Sub-actividad		Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
i.	General	$ 140,192.00		
ii.	Geofísica	48,650.00		
iii.	Pruebas de Producción	$ 90,000.00		
iv.	Ingeniería de Yacimientos	$ 915,000.00		
Presupuesto Total		$ 1,193,842.00		

Tabla 9. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

   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 gas y de condensado que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en las Tablas 10 y 11, respectivamente.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Producción de gas programada (mmpcd)	0.34	0.54	0.72	1.84	2.02	2.20	2.32	2.50	2.66	2.88	2.86	2.79	719.64 (mmpc)
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 10. Indicador de desempeño de la producción de gas en función de la producción de reportada (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Producción de condensado programada (bpd)	10.24	16.25	21.72	55.18	60.74	66.11	69.58	75.03	79.68	86.30	85.80	83.68	21.59 (mmpc)
Producción de condensado real (bpd)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 11. Indicador de desempeño de la producción de condensado en función de la producción reportada (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

VI. 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 I 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 ingresó la Solicitud de Autorización del Programa de Implementación el 18 de octubre de 2016, mismo que fue admitido por la Agencia el pasado 12 de enero de 2017 y cuya probable autorización se espera que sea en abril del presente año.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional fue presentado por el Operador conforme a la cláusula 18.3 y numeral 8 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.12 del Anexo I de los Lineamientos.

En este contexto, la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2017.0058 de fecha 7 de marzo de 2017, notificó a esta Comisión, su opinión favorable en relación al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional presentado por el Operador, bajo la consideración de que es probable que se cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de evaluación en 22%.

En atención a la información presentada en el Plan en materia de Transferencia de Tecnología, el Contratista considera realizar las capacitaciones necesarias en materia de seguridad para todo el personal operativo nacional, coadyuvando al desarrollo del capital humano a la asimilación de la normativa operativa propia del Contratista. Por lo anterior, se advierte que es un compromiso del Contratista y por tal motivo forma parte integrante del Contrato.

VIII. Resultado del 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 observa lo siguiente:

- El reprocesamiento sísmico considerado en el Plan busca encontrar zonas prospectivas que en su caso, podrían llevar a la identificación de recursos prospectos y, si las condiciones técnicas y económicas lo permiten, posteriormente incorporar o reclasificar reservas de hidrocarburos.

- A través del uso de sartas de velocidad como aparejo de producción consideradas en el Plan, el Contratista busca determinar el potencial de producción de condensado en los pozos del Área Contractual.

- El Plan considera elevar el factor de recuperación a través de la ejecución de RME para la incrementar la recuperación condensados y de gas en el Área Contractual.

- Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, se advierte que el reprocesamiento sísmico PSTM para la obtención de atributos especiales como AVO así como el uso de sartas de velocidad como aparejo de producción para un área productora de gas y condensados, representan tecnologías adecuadas para las características litológicas del Área Contractual.

- Las actividades consideradas en el Plan, además del cumplimiento del PMT como parte del compromiso contractual, busca reunir los elementos necesarios para que el Contratista determine la estrategia seguir durante el Plan de Desarrollo a largo plazo que, en su caso, presentará a la Comisión.

- 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.

- El Contratista plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, lo que refleja el aprovechamiento del gas como principal producto dentro del Área Contractual y resulta congruente en términos de la fracción II del artículo octavo de los Lineamientos.

- Del contenido del Plan de Evaluación se advierte que este fue estructurado y elaborado con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, en relación a la tecnología propuesta, lo que permitirá maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

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 3 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A3-2015 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.

Sin menoscabo de 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.

Queda condicionado a la resolución de la Agencia Nacional de Seguridad Energía y Ambiente, para que el Contratista pueda iniciar actividades petroleras.

Elaboró:

ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA

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:

ING. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular de la Unidad Técnica de Extracción