



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.12.007/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE EVALUACIÓN PRESENTADO POR PERSEUS TAJÓN, S.A. DE C.V., EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A23/2015 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 23, CAMPO TAJÓN.

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 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 Perseus Tajón, S.A. de C.V. (en adelante, el Contratista) suscribieron el Contrato CNH-R01-L03-A23/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 23, Campo Tajón (en adelante, Contrato).



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SEXTO.- Que mediante escrito 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.430.2016.0198 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 6 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 220.2055/2016 del 23 de septiembre de 2016, la Comisión notificó al Contratista la ampliación hasta por ocho días del plazo para emitir la prevención respectiva.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

DÉCIMO PRIMERO. - Que mediante oficio 250.072/2016 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 escrito recibido en la Comisión el 17 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 250.197/2016 del 6 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 250.0054/2017, del 9 de febrero de 2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo el día 14 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, a través del escrito recibido el 3 de marzo del año en curso, 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,



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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."



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

El reprocesamiento sísmico PSMT y RMT considerado en el Plan, le permitirá al Contratista mejorar las interpretaciones del subsuelo e identificar elementos asociados al fracturamiento del campo para correlacionarlos con las propiedades de la roca y fluidos contenidos en el yacimiento del periodo Cretácico, siendo esta la principal zona de interés; el campo Tajón presenta una complejidad estructural considerable aunado a un alto contraste de velocidades sísmicas que existe entre las distintas litologías en el que se incluye la presencia de anhidrita. En lo que refiere al probable yacimiento del periodo Terciario, en caso de tener éxito, la evaluación del potencial para producir gas natural, conllevaría al Contratista a satisfacer una doble necesidad, la comercial y el autoconsumo, lo cual daría como resultado adicional incorporar o reclasificar reservas de hidrocarburos.

Los análisis especiales de núcleos le permitirán al Contratista determinar la permeabilidad efectiva del medio poroso que en conjunto con un análisis de compatibilidad agua salada-formación, le ayudaran a definir si la inyección de dicho fluido es factible. En el caso de poder realizar la separación in situ de agua con alto contenido de sal para reinyección a un pozo letrina, le permitirá al Contratista evitar problemas de corrosión en ductos y tuberías durante el recorrido de los fluidos hasta la batería de separación en Puerto Ceiba y a la vez, podrá también disminuir costos asociados al transporte de los mismos.

II. Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo en el largo plazo.

El campo Tajón se encuentra actualmente cerrado por lo que cualquier actividad ligada a reparación, mantenimiento y limpieza de los pozos y ductos, así como medición y pruebas de producción de los pozos, son de gran beneficio en el entendido de poder reactivar lo más pronto posible las operaciones de producción de hidrocarburos en el Área Contractual.

III. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

El reprocesamiento sísmico PSMT y RMT considerado en el Plan de Evaluación, le permitirá al Contratista mejorar las interpretaciones de estructuras complejas del subsuelo, con el fin de mejorar la caracterización de los yacimientos presentes dentro del Área Contractual. Además de lo anterior, se llevará a cabo el modelo de caracterización del yacimiento fracturado con el fin de estar en posibilidad de simular el comportamiento de flujo en los yacimientos.

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.

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

La producción de gas esperada durante el periodo de Evaluación será únicamente la obtenida durante las pruebas de producción extendidas a realizarse, teniendo éstas una duración de 12 meses comprendidos dentro del periodo de evaluación. Toda la producción que resulte de dichas pruebas, llegará a la Batería de Separación Puerto Ceiba.

En este sentido y, atendiendo a lo establecido en el artículo 6, fracción III, de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos*, el Contratista prevé tramitar los permisos o autorizaciones que, en su caso, resulten necesarios para llevar a cabo la destrucción controlada del gas natural asociado.

V. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.

Las actividades consideradas en el Plan de Evaluación, además del cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo como parte del compromiso contractual, buscan reunir los elementos necesarios para que el Contratista determine la estrategia a seguir para conseguir el exitoso desarrollo de operaciones para la producción de hidrocarburos a largo plazo dentro del área contractual, visualizando así, la presentación a futuro de un Plan de desarrollo para la Extracción a esta Comisión.

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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.430.2017.0086, recibido en la Comisión el 31 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.

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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

RESUELVE

PRIMERO. - Aprobar el Plan de Evaluación presentado por el Contratista, en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A23/2015, 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 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.

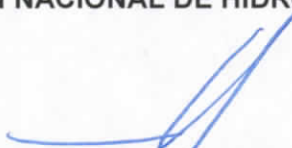


COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SEXTO. - Inscribir la presente Resolución CNH.E.12.007/17 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 PORRES 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-A23/2015

Dictamen Técnico del Plan de Evaluación del
Área Contractual 23 Tajón

Contratista: Perseus Tajón, S.A. de C.V.

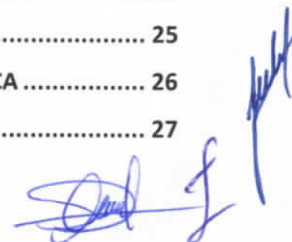
Two handwritten signatures in blue ink are present. The first is a large, stylized signature on the left, and the second is a smaller, more vertical signature on the right.

Abril 2017

A single handwritten signature in blue ink, located below the date.

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	23
VI. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	25
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA	26
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN.....	27



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 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 Compañía Petrolera Perseus, S.A. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 23, con un Valor Mínimo de la Regalía Adicional del 60.88% 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 23 al Licitante Compañía Petrolera Perseus Tajón, S.A. de C.V. y finalmente, la Comisión y el Contratista Perseus Tajón, S.A. de C.V. (*Contratista o Perseus Tajón*), formalizaron el 10 de Mayo de 2016 (*Fecha Efectiva*), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A23/2015 (*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.

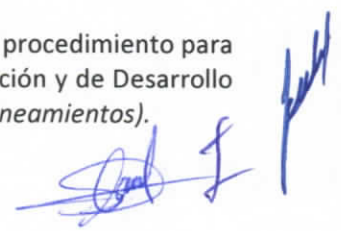
A su vez, la cláusula 4.1 del Contrato establece de manera textual lo siguiente:

"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" (*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.

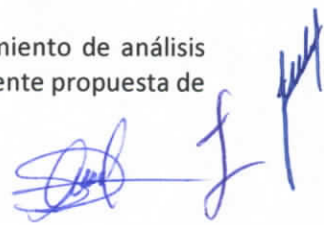
Por último, es necesario que el dictamen correspondiente establezca el resultado de la evaluación realizada por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos con respecto al Sistema de Administración; así como, la evaluación al Programa de Cumplimiento 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-A23/2015 (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, Perseus Tajón, S.A. de C.V.

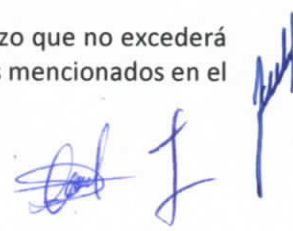
La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del presente Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad industrial y protección al medio ambiente.

Perseus Tajón, 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 Rodrigo Rivera del Valle, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 11,125, Libro 171, otorgada ante la Fe del Notario Público No. 120 de Monterrey, Nuevo León, Lic. José Luis Farías Montemayor, de fecha 26 de julio 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 (*el 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 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 de un escrito sin número, con fecha del 7 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Evaluación del Área Contractual 23 Tajón 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 (*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 deberá tramitar la solicitud del registro de la conformación de su Sistema de Administración y la Clave Única de Registro Regulado, así como la solicitud de autorización del sistema de Administración a implementar en cada proyecto, conforme a la normatividad emitida por la Agencia.

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 220.2055/2016 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 250.072/2016, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan presentado.

A través del oficio 250.111/2016 y 250.135/2016 de fechas 10 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 día 1 de diciembre de 2016, por medio de un escrito sin número, 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 250.169/2016 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.430.2016.0198 de fecha 5 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 250.197/2016 de fecha 6 de diciembre de 2016, la Comisión notificó al Contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto de Plan.

A través del 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 respecto del Plan.

A través del oficio 250.0054/2017 de fecha 9 de febrero de 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 14 de febrero de 2017.

Como resultado de dicha reunión, por medio de un escrito sin número de fecha 3 de marzo de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo mencionada.

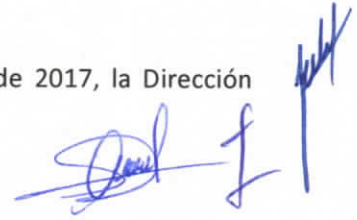
Por medio del oficio 260.049/2017 de fecha 03 de febrero de 2017, la Comisión solicita a la Agencia información respecto del estado actual que guardan los trámites que deben realizar ante dicha dependencia diversos Contratistas, entre los que se encuentra Perseus Tajón.

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 250.0077/2017 de fecha 09 de marzo de 2017, La Comisión remite diversa información y solicitud de opinión relativa al Plan de Evaluación en materia de Contenido Nacional.

Respuesta a solicitud anterior, la SE emitió la opinión respecto del Contenido Nacional mediante oficio UCN.430.2017/0086 de fecha 30 de marzo de 2017.

Finalmente, por medio del Memorándum 272.008/2017 de fecha 13 de marzo de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, emitió opinión 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 23 – Tajón
Estado y Municipio	Tabasco, Paraíso
Área Contractual	27.52 km ²
Profundidad	Tajón Polígono A – Sin Restricción
	Tajón Polígono B – Todas las formaciones geológicas, con excepción de la Formación "Concepción Superior" del Mioceno Superior

Tabla 1.- Características principales del Área Contractual conforme al Anexo 1 del Contrato (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	Unidad	Unidades		UT Planeadas
		Cantidad	de Trabajo [UT]	
Pozos	Por Pozo	1	4,000	4,000
Reparación Mayor [Cambio de Profundidad e Intervalo]	Por Reparación	4	800	3,200
Reparación Menor [Cambio de Aparejo y Estimulaciones/Fracturamiento]	Por Reparación	4	400	1,600
Estudios y Muestras de Núcleos	Unitario	3	25	75
Estudios PVT	Unitario	4	10	40
Análisis de Agua de Formación	Unitario	5	10	50
Modelo Estático Actualizado	Unitario	1	300	300
Adquisición, Procesamiento e Interpretación de Sísmica 3D	Por Km ²	55	20	1,100
Total de unidades de trabajo a ejercer de acuerdo a las actividades del Plan			TOTAL	10,365
Programa Mínimo de Trabajo			PMT	9,200
Diferencia			DIF	1,165

Tabla 2.- Actividades PMT conforme al Anexo 6 del Contrato (Fuente: Contratista)

c. Objetivo

El Plan propuesto por el Contratista tiene como propósito:

- Iniciar un programa de auditorías que incluye rendición de cuentas y determinación de responsabilidades por parte del Contratista

- Verificar la integridad de las Instalaciones recibidas, y en su caso cambiar o reparar: Tanques, separadores, líneas de flujo y transporte hidrocarburos, instalaciones recolectoras, tuberías superficiales y subsuperficiales, además de cabezales de pozos
- Evaluar el potencial de producción comercial de hidrocarburos en las calizas fracturadas del periodo Cretácico (~ 5500 m) y reevaluar las areniscas del periodo Terciario [época Mioceno] para determinar la posibilidad de producir gas natural y/o, lo cual involucra incorporar un volumen no cuantificado, además de poder disponer del agua salada, deshidratando así el petróleo crudo en sitio

d. Alcance

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

- Planificar e implementar sistema de gestión, plan de impacto ambiental
- Realizar un catálogo y registro de equipo e infraestructura
- Revisar el funcionamiento de instalaciones e integridad de las tuberías para brindar el mantenimiento respectivo
- Reprocesamiento de datos sísmicos 3D para mejorar la calidad de la imagen sísmica mediante las técnicas *Prestack Time Migration [PSTM]* y *Reverse Time Migration [RTM]*
- Realizar un modelo sísmico en tiempo y convertirlo a profundidad; integrarlo a un modelo de geopresiones
- Elaborar un modelo de caracterización de fracturas a nivel campo y pozo
- Recaracterización Estructural [mapeo de fallas, cuerpos salinos y fracturas]
- Intentar restablecer la producción en los intervalos ya probados de los pozos Tajón-101, 103, 105 y 121, en su defecto cambiar de intervalo productor si es que se identifican zonas que no hayan sido probadas. Instalar controladores de flujo en fondo para restringir la entrada de agua
- En el caso de la separación y almacenamiento de los líquidos producidos, el Contratista requerirá un sistema provisional como centro de recolección con capacidad adecuada de almacenamiento, procesamiento y traslado para probar los pozos
- Perforar un pozo vertical tipo letrina a 3,200 metros dentro del área contractual correspondiente al polígono Tajón "A", con su respectiva toma de registros, núcleos y muestras de fluidos, que en combinación con la información del análisis petrofísico de los 4 pozos ya perforados, un análisis sedimentológico y la elaboración de un estudio estratigráfico que el Contratista pretende, le permitirá evaluar la factibilidad de disponer del agua salada producida en el intervalo perteneciente al periodo Cretácico para su reinyección en la formación Concepción Superior perteneciente al periodo Terciario (Neógeno), o la evaluación y factibilidad para producir gas natural de manera comercial proveniente de dicha formación
- Revisar la consistencia del volumen original de hidrocarburos y proyectar la producción de aceite, gas y agua para determinar el probable factor de recuperación.

El Contratista presentó la propuesta de cronograma para la ejecución de las actividades relacionadas con la evaluación del potencial de hidrocarburos en el Área Contractual, de acuerdo con la tabla 3.

Sub-actividad petrolera	Tarea	Actividades											
		Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
General	Plan de desarrollo con ingeniería básica.												
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.												
Geofísica	Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.												
	Levantamientos magnetométricos, adquisición, procesado e interpretación.												
	Levantamientos gravimétricos, adquisición, procesado e interpretación.												
Geología	Análisis de Hidrocarburos.												
	Estudios geológicos regionales.												
	Estudios geológicos de detalle.												
Pruebas de Producción	Equipamiento de Pozos.												
	Realización de pruebas de producción.												
	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción.												
Ingeniería de Yacimientos	Modelado y simulación de Yacimientos.												
	Estudios presión, volumen y temperatura (PVT).												
	Caracterización de Yacimientos.												
Perforación de Pozos	Servicios de soporte.												
	Servicios de perforación de Pozos.												
	Suministros y Materiales.												
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Terminación de Pozos.												
	Estudios de impacto ambiental.												
	Prevención y detección de incendio y fugas de gas.												
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Auditorías de seguridad.												
	Tratamiento y eliminación de residuos.												
	Restauración ambiental.												
	Auditoría ambiental.												

Tabla 3.- Actividades Físicas - Color Verde Actividad Programada (fuente: Contratista)

e. Actividades del Plan

Perforación de Pozos

El Contratista presentó en el plan de evaluación un programa detallado referente a la perforación del pozo letrina "Tajón-2" a 3,200 metros, como anexo adjunto al plan de evaluación. En la figura 1, se muestra el estado mecánico propuesto:

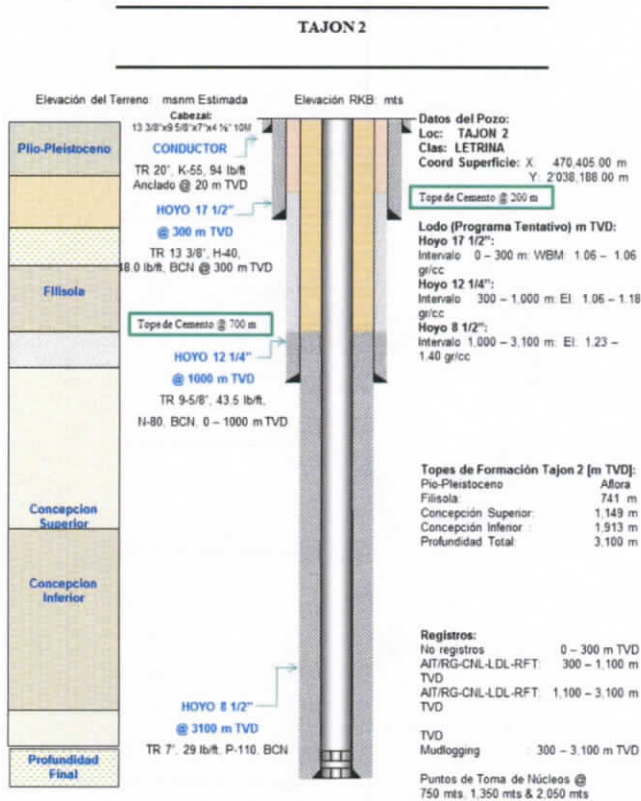


Figura 1.- Propuesta del estado mecánico del pozo letrina Tajón-2 (fuente: Contratista)

Reprocesado Sísmico

El reprocesamiento sísmico le permitirá al Contratista realizar una mejor interpretación de las imágenes sísmicas y correlacionar el resultado obtenido con las propiedades de la roca. De esta manera podrá afinar la continuidad estructural y estratigráfica para contribuir en la caracterización de yacimientos, además de ser el punto de partida para la construcción de modelos del subsuelo.

Análisis de Geopresiones

Después de reprocesar la información sísmica y obtener un modelo de velocidades más confiable, dicha información se calibrará con datos de registros geofísicos y velocidades de pozo para construir un modelo en 3D de geopresiones en el cual se consideren procesos de compactación y diagénesis de la roca.

Análisis de Fracturas

Posterior a reprocesar la información sísmica, el Contratista pretende obtener atributos sísmicos que le permitan establecer una correlación directa entre estos y el fracturamiento del campo, y así poder conocer si existe una tendencia preferencial en los parámetros de caracterización de fracturas como lo son apertura, orientación y espaciamiento.

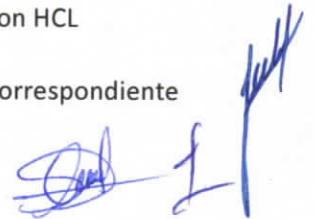
Estudios de Núcleos

El Contratista pretende obtener una determinación mineralógica por difracción de rayos X. Incluyendo análisis especiales de núcleos con inyección capilar de mercurio para caracterizar la geometría de la garganta de poro, además de realizar pruebas de compatibilidad roca-fluido usando agua recuperada de los pozos Tajón-101, 103, 105 y 121.

Reparación de Pozos

Las actividades de reparación para los pozos Tajón-101, 103, 105 y 121 que el contratista pretende realizar son:

- Verificar condición de cabezales y tuberías de revestimiento en cada pozo
- Correr registro electromagnético para escanear corrosión en tuberías
- Correr registro neutrón para medir porosidad total y detectar presencia de gas
- Correr registro de adherencia de cemento
- Abrir a flujo los intervalos existentes en cada pozo
- Correr tubería flexible hasta los intervalos de interés para limpiar y estimular con HCL
- Desplazar los fluidos de terminación
- Monitorear cada pozo durante 24 horas para evaluar el resultado de la correspondiente reparación



Pruebas de Producción

El Contratista tiene considerado realizar pruebas de producción que le ayudarán a predecir el comportamiento del flujo de fluidos del yacimiento a la superficie, a partir de esta información se tomarán decisiones importantes respecto a la capacidad requerida para el diseño de infraestructura futura, métodos de producción, programas de recuperación secundaria y desarrollo del campo.

f. Pronóstico de Producción

Para predecir la producción futura que el Contratista pretende para la reactivación del campo Tajón, realizó un análisis de curvas de declinación de acuerdo a las formaciones productoras a lo largo de la columna geológica.

El Contratista estimó una declinación de producción tipo exponencial mediante gráficos de gastos diario de producción vs producción acumulada y tiempo (Q_0 vs N_p) y (Q_0 vs Días) en una escala semi-logarítmica.

De acuerdo a los argumentos del Contratista, estima que los gastos iniciales de producción de aceite serán similares a las que se obtuvieron en el inicio de la explotación del campo.

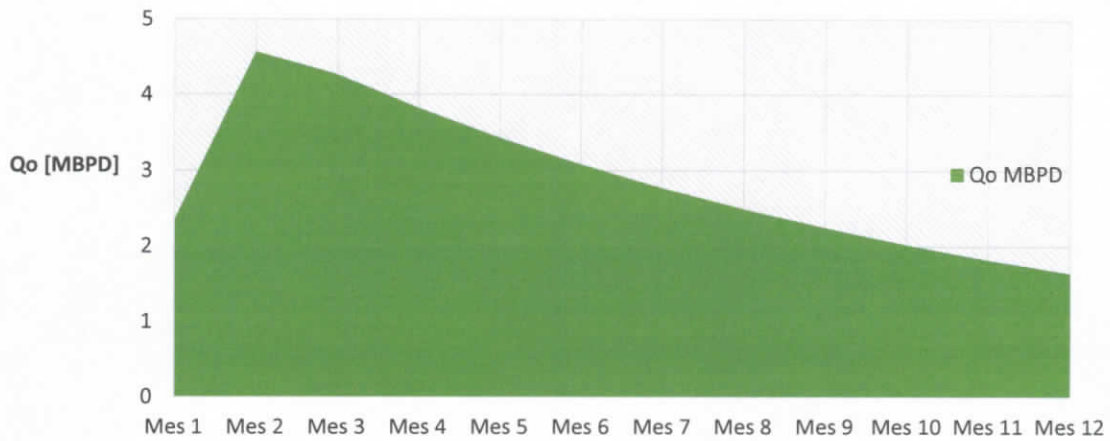
Al considerar los trabajos de reparación, espera en el mejor de los casos comenzar con una producción inicial, derivado de las pruebas de producción de alcance extendido, de 1,200 BPD de aceite hasta alcanzar el primer mes 2,340 BPD y 5,243 PCD de gas a nivel campo, y acumular 1.052 MMB de aceite y 2.866 MMPC de gas al final de 12 meses.

A continuación, se presenta la Tabla 3 y la Figura 2, en las que se observan los pronósticos de producción de aceite, gas y agua a recuperar derivado de las pruebas de producción de alcance extendido estimado por el Contratista para el periodo de Evaluación.

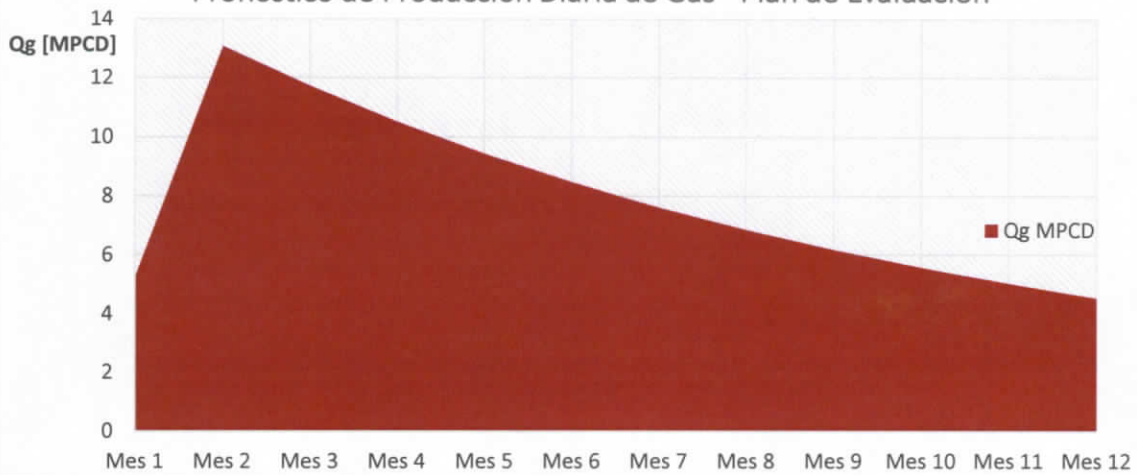
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Aceite [MBPD]	2.34	4.57	4.27	3.83	3.44	3.09	2.78	2.50	2.25	2.03	1.83	1.65
Gas [MPCD]	5.24	13.08	11.72	10.51	9.43	8.47	7.62	6.85	6.17	5.57	5.02	4.54
Agua [BPD]	5.42	682.91	588.28	506.80	436.66	376.26	324.26	279.47	240.91	207.70	179.10	154.47

Tabla 3.- Pronósticos de Producción – Área Contractual 23 Tajón – Plan de Evaluación

Pronóstico de Producción Diaria de Aceite - Plan de Evaluación



Pronóstico de Producción Diaria de Gas - Plan de Evaluación



Pronóstico de Producción Diaria de Agua - Plan de Evaluación

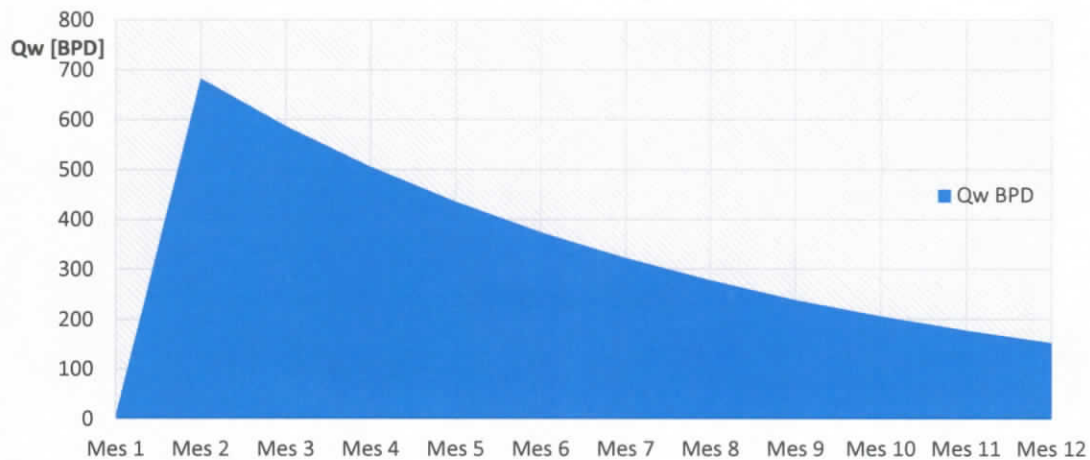


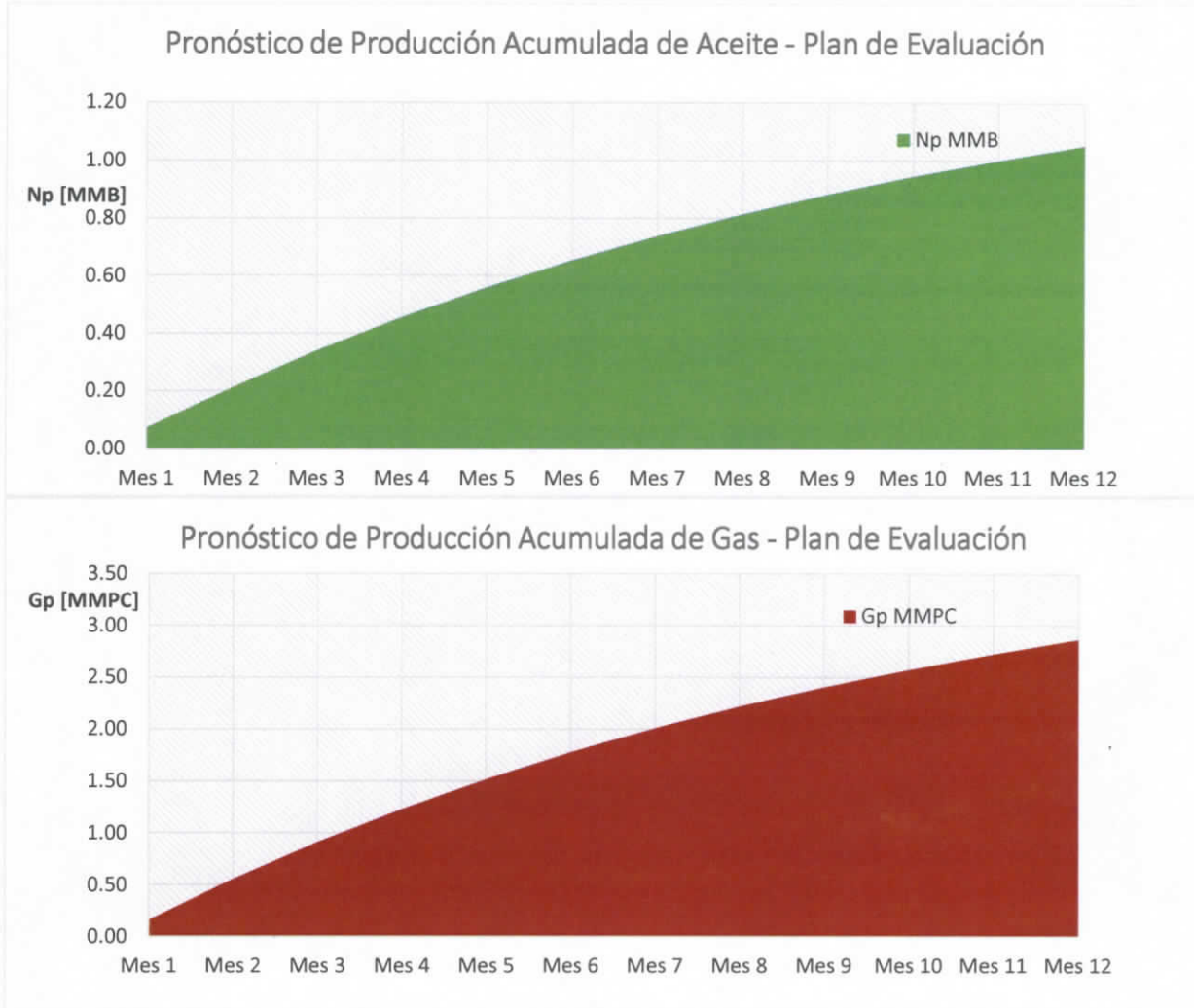
Figura 2.- Pronósticos de Producción – Área Contractual 23 Tajón – Plan de Evaluación (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la tabla 4 y figura 3 se observa la producción acumulada de aceite, gas y agua en el Área Contractual durante los 12 meses del Periodo de Evaluación.

Se observan tres firmas manuscritas en tinta azul, una de ellas más grande y prominente que las otras dos.

	Volumen a recuperar
Aceite [MMB]	1.052
Gas [MMPC]	2.866
Agua [MB]	121.127

Tabla 4.- Volumen de aceite, gas y agua a acumular (Fuente: Contratista)



[Handwritten signatures in blue ink]

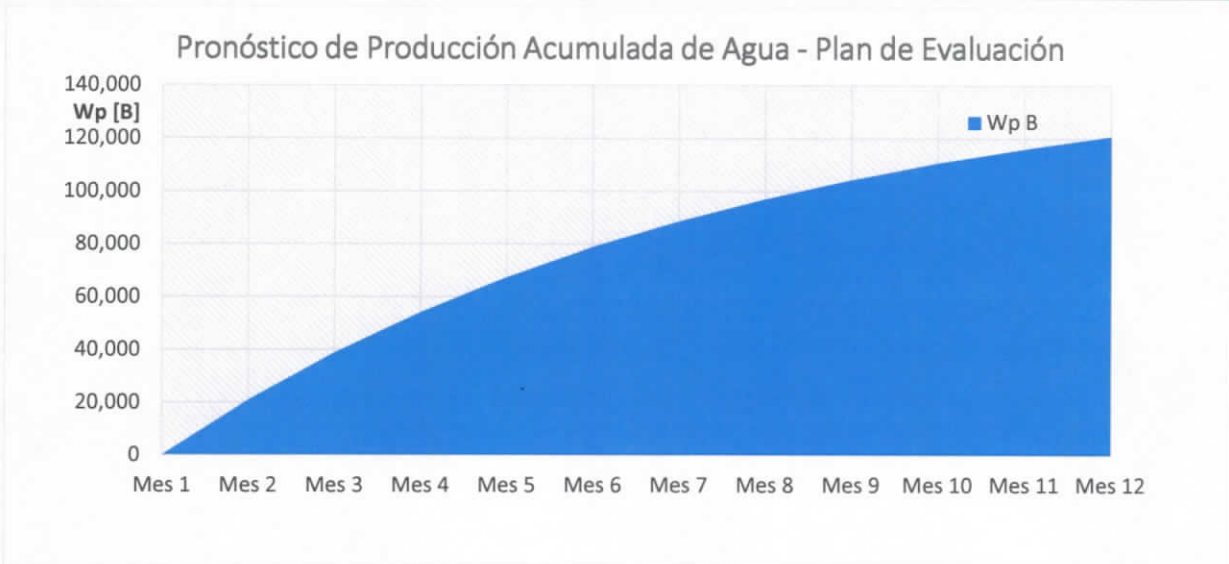


Figura 3.- Pronósticos de Producción Acumulada – Área Contractual 23 Tajón – Plan de Evaluación (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

g. Inversiones y Gastos de Operación

Por medio de las actividades del Plan de Evaluación se espera evaluar el potencial de hidrocarburos en la formación Concepción Superior del Mioceno y en el yacimiento fracturado del Cretácico, a lo largo de un periodo de 12 meses.

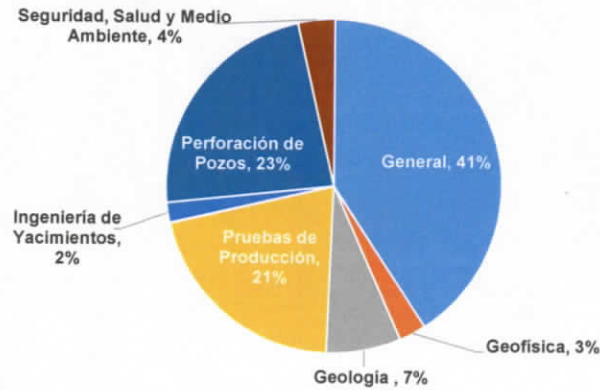
La estimación del presupuesto presentado tuvo como base las siguientes premisas:

- ✓ Tipo de cambio 18.2 MXN/USD
- ✓ Diferentes fuentes de información, como son despachos especializados y análisis de la industria para asegurar estar dentro del rango de referencia nacional e internacional
- ✓ Cálculo de horas/hombre de trabajo considerando los costos con distintos proveedores internacionales
- ✓ Cotizaciones de distintos proveedores nacionales e internacionales, así como el análisis de precios de mercado por servicios similares prestados a otras compañías en la misma zona y ramo
- ✓ Costos de distintas compañías, comparando con equipos similares a los que utilizará para la ejecución de las tareas, así como costos unitarios para ciertos estudios

En etapas posteriores, el Operador buscará maximizar la producción de hidrocarburos por medio alternativas de venta que incluyan la construcción e implementación de infraestructura propia y canalizando la producción directamente al cliente final mediante el arrendamiento de micro buque tanques.

Actividad Evaluación

La distribución del presupuesto asociado a la Actividad *Evaluación* se puede observar en la Figura 4:



Total de Inversiones y gastos de operación: \$ 19,137,972 (monto en dólares de Estados Unidos)¹

Figura 4.- Actividad Evaluación - Distribución del Presupuesto del Plan de Evaluación por Sub-actividad (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 5 se desglosa el Presupuesto mensual por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Evaluación asociadas a la Actividad Evaluación.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
General		7,800,737
	Plan de Desarrollo con Ingeniería Básica	55,000
	Administración, Gestión de Actividades y Gastos del Proyecto	7,745,737
Geofísica		499,500
	Pre-procesamiento, Procesamiento, interpretación y Reprocesamiento de Datos sísmicos	499,500
Geología		1,379,153
	Análisis de Hidrocarburos	115,000
	Estudios Geológicos Regionales	28,000
	Estudios Geológicos de Detalle	84,200
	Estudios Petrofísicos	1,151,953
Pruebas de Producción		3,981,440
	Equipamiento de Pozos	2,388,864
	Realización de Pruebas de Producción	1,592,576
Ingeniería de Yacimientos		369,000
	Cálculo de Reservas y Estimaciones de Producción	105,000
	Modelado y Simulación de Yacimientos	100,000
	Estudios de Presión, Volumen y Temperatura (PVT)	22,000
	Caracterización de Yacimientos	142,000
Perforación de Pozos		4,428,142
	Servicios de Soporte	405,000
	Servicios de Perforación de Pozos	1,440,500

¹ El total expresado en la gráfica puede superar el 100 % por cuestiones de redondeo.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
	Suministros y Materiales	1,239,377
	Terminación de Pozos	1,343,265
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		680,000
	Estudios de Impacto Ambiental	225,000
	Prevención y Detección de Incendio y Fugas de Gas	100,000
	Auditorías de Seguridad	110,000
	Tratamiento y Eliminación de Residuos	60,000
	Restauración Ambiental	145,000
	Auditoría ambiental	40,000
Total		19,137,972²

Tabla 5.- Actividad Evaluación. -³ Resumen del Programa de Inversiones por Sub-actividad (Dólares Americanos)

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.

h. Mecanismos de Medición

Instalaciones de producción temporal

De acuerdo al Plan que presenta el Contratista, las instalaciones existentes en Tajón consisten en: los ductos desde los cabezales de los pozos hasta el antiguo cabezal de producción, el ducto inactivo desde la pera Tajón 1 a la Batería de Puerto Ceiba y el pozo de quema ubicado en la parte oeste de la Pera. Estima necesario la construcción de una nueva instalación en el sitio para realizar mediciones y pruebas. Las instalaciones propuestas deberán contener:

- Un sistema de almacenamiento recolector de fluidos con capacidad mínima de 1,200 barriles.
- Un sistema de separación líquidos-gas
- Un sistema ecológico de quema de gas de 1 a 5 MMPC de gas
- Un sistema de medición de producción diaria de líquidos y gas
- Un arreglo de válvulas y ductos para conectar temporalmente la cabeza del pozo al cabezal que recibirá la producción, para procesamiento, separación y almacenamiento
- Una zanja de arcilla para contención de fluidos en caso de emergencia
- Un sistema de apagado de emergencia
- Un sistema de protección contra incendios

Acondicionamiento

Para realizar el acondicionamiento de los fluidos producidos, se formalizará un acuerdo operativo entre el Contratista y Pemex Exploración y Producción (PEP) el cual establecerá los parámetros de transferencia y custodia de los hidrocarburos, considerando que este realizará la extracción y producción de los hidrocarburos y PEP el acondicionamiento. Esta actividad se pretende realizar en

² En el Presupuesto del Plan de Evaluación las Sub-actividades *Geofísica* y *Seguridad, Salud y Medio Ambiente* coinciden en términos totales.

³ Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

la Batería de Separación Puerto Ceiba (BSPC), incluyendo la separación y la limpieza de impurezas de los hidrocarburos para su entrega final a comercialización.

El Contratista contempla contar con un sistema de medición en la macropera del pozo Tajón 101 el cual logre garantizar la confiabilidad y exactitud de medición en los puntos de entrega y recepción durante el periodo de evaluación de acuerdo a los lineamientos y normatividad vigente. Durante el periodo de evaluación, PEP recibirá la producción en la BSPC, la cual está equipada con Cabezal de Recibo de Producción, Sistema de Separación Trifásica, Sistema de Medición de Líquidos (Aceite y Agua) y Sistema de Medición de Gas, mientras que el acondicionamiento y el almacenamiento será realizado en la Terminal Marítima de Dos Bocas.

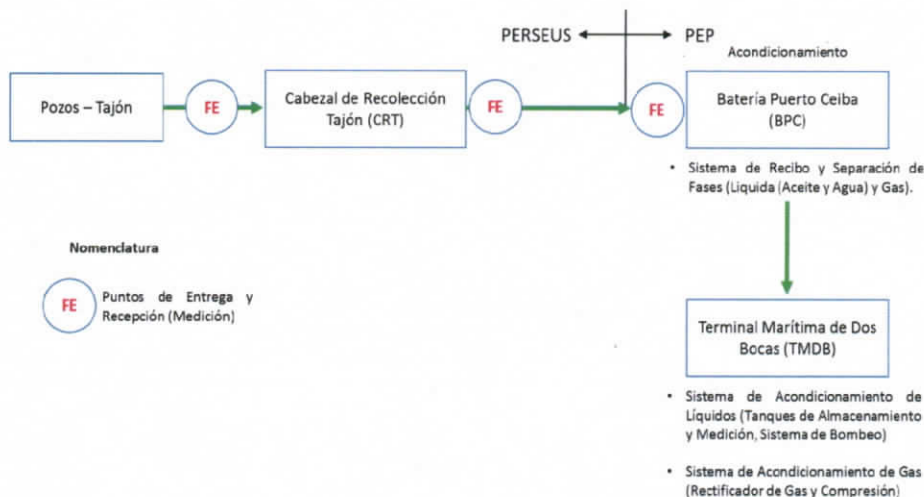


Figura 5.- Esquema de Manejo de fluidos durante la Fase de Evaluación (fuente: Contratista)

Medición para Venta

El proceso de medición para la transferencia y custodia de los hidrocarburos (PERSEUS/PEP) se llevará a cabo con sistemas de medición. Esto se realizará mediante un protocolo de medición y acuerdo de la entrega/recepción de los hidrocarburos PERSEUS/PEP), el cual debe contemplar:

- Evaluar los Puntos de Medición
- Filosofía de Operación
- Sistema de medición de hidrocarburos Líquidos
- Sistema de medición de Hidrocarburos Gas
- La incorporación de las corrientes medidas
- Comité Operativo de Medición
- Determinación de los Grados °API
- Descripción de las responsabilidades de cada uno de los representantes de las partes
- Nominación de los Hidrocarburos
- Candados de Seguridad
- Descripción de los Márgenes permitidos de Error en las mediciones
- Revisión de la Validación de las condiciones estándar de entrega/recepción de hidrocarburos y subproductos
- Procedimientos a seguir cuando se requiere un cambio de las condiciones de operación del fluido a medir

- Aspectos de calibración y certificación de los sistemas de medición
- Descripción del procedimiento de Ajuste del factor de medición de los sistemas en proceso de calibración de los hidrocarburos
- Responsabilidades de PERSEUS
- Responsabilidades de PEP
- Mantenimiento de los Sistemas de Medición
- Aspectos de seguridad, salud y protección al ambiente
- Verificación de los Computadores de Flujo e Instrumentación Asociada

Cabe hacer mención que en términos de lo dispuesto en la Resolución y el artículo 36 de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, en caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos, éstos deberán ser reportados en el balance conforme al formato establecido en el Anexo I de los mencionados lineamientos, lo anterior sin perjuicio del pago del contraprestaciones establecido en términos de la Cláusula 4.7 del Contrato y de las actividades, acuerdos, aprobaciones y demás actos que resulten necesarios para su ejecución y medición.

i. Comercialización de Hidrocarburos

Los fluidos serán comercializados de acuerdo con los lineamientos establecidos por la CNH y el contrato vigente, empleando los servicios de PEP.

Debido al índice de productividad esperado del campo Tajón, el Contratista considera utilizar la infraestructura existente, a fin de cubrir los requerimientos de separación y medición de hidrocarburos, y su posterior bombeo a los centros de proceso o exportación más cercanos. Para ello, el Contratista utilizará el oleogasoducto OLG TAJON 101-TDR BSPC 8" x 4.513 km existente para recolectar los fluidos y dirigirlos hacia la BSPC, donde se realizará la venta/comercialización del producto a PEP.

Posteriormente, PEP canalizará el producto entregado por el Contratista al oleogasoducto de baja presión de 16"Ø llevándolo a la Terminal Marítima de Dos Bocas. Donde recibirá el tratamiento correspondiente. A continuación, se muestra un diagrama señalando la infraestructura y las direcciones de flujo involucradas en el plan de comercialización para el campo Tajón.



Figura 6.- Diagrama de infraestructura y direcciones de flujo involucradas en el Plan de Comercialización (fuente: Contratista)

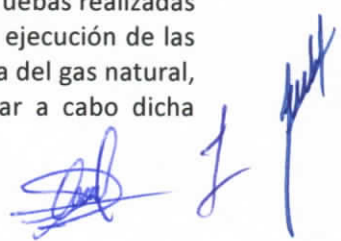
[Handwritten signature]

En etapas posteriores, es el interés y la intención del Contratista maximizar la producción de hidrocarburos a tal nivel que permita optimizar costos, utilizando otras alternativas de venta que incluyen la construcción e implementación de infraestructura propia y canalizando la producción directamente al cliente final.

Actualmente el Contratista se encuentra en discusiones con el Activo Bellota-Jujo y la Subdirección Coordinación Operativa y Comercialización de PEP para determinar las coordenadas del punto de venta, condiciones óptimas de entrega, capacidades de recepción, sistemas de medición, bancos de calidad, así como el análisis del modelo de contrato que regirá dicha comercialización hacia PEP.

j. Aprovechamiento de Gas

La intención del Contratista dentro del Plan es que la producción que resulte de las pruebas realizadas a los pozos llegue a la Batería de Separación Puerto Ceiba de PEP. Si derivado de la ejecución de las pruebas de producción el Contratista pretende llevar a cabo la destrucción controlada del gas natural, deberá tramitar los permisos o autorizaciones que resulten necesarios para llevar a cabo dicha actividad.

Three handwritten signatures in blue ink are located to the right of the text. The first signature is a cursive scribble, the second is a stylized 'J' or 'I', and the third is a vertical line with a flourish at the top.

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 6.

Actividad	UT Planeadas	UT Acreditadas	% de Cumplimiento
Pozos	4,000		
Reparaciones Mayores	3,200		
Reparaciones Menores	1,600		
Estudios y Muestras de Núcleos	75		
Estudios PVT	40		
Modelo Estático Actualizado	300		
Análisis de Agua de Formación	50		
Adquisición, Procesamiento e Interpretación de Sísmica 3D	1,100		
Total	10,365		

Tabla 6.- 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 7.

Sub-actividad - Evaluación	Programa de Inversiones (USD)	Inversiones Ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ Ejercidas
i. General	\$ 7,800,737.00		
ii. Geofísica	\$ 499,500.00		
iii. Geología	\$ 1,379,153.00		
iv. Pruebas de Producción	\$ 3,981,440.00		
v. Ingeniería de Yacimientos	\$ 369,000.00		
vi. Perforación de Pozos	\$ 4,428,142.00		
vii. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 680,000.00		
Presupuesto Total	\$ 19,137,972.00		

Tabla 7.- Actividad Evaluación - 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 8 y 9, respectivamente.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Acumulado
Producción de Aceite Programada [MBPD]	2.34	4.57	4.27	3.83	3.44	3.09	2.78	2.50	2.25	2.03	1.83	1.65	1.052 [MMB]
Producción de Aceite Real [MBPD]													
Porcentaje de Desviación													

Tabla 8.- Indicador de desempeño de la producción de aceite en función de la producción de reportada (Fuente: Comisión)

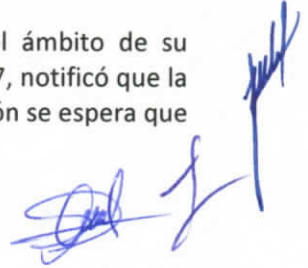
Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Acumulado
Producción de Gas Programada [MPCD]	5.24	13.08	11.72	10.51	9.43	8.47	7.62	6.85	6.17	5.57	5.02	4.54	2.866 [MMPC]
Producción de Gas Real [MMPCD]													
Porcentaje de Desviación													

Tabla 9.- Indicador de desempeño de la producción de gas en función de la producción de reportada (Fuente: Comisión)

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 1 de los Lineamientos.

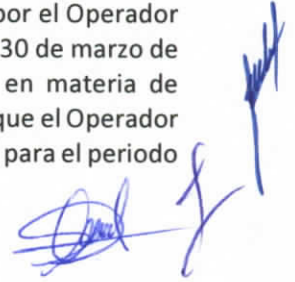
En atención a lo anterior, la Agencia evaluó dicho Sistema de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017 del 10 de febrero de 2017, notificó que la constancia de registro se encuentra en proceso de expedición y cuya probable autorización se espera que sea en mayo del presente año.



VII. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional y Transferencia Tecnológica

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.430.2017.0086- de fecha 30 de marzo de 2017, notificó a esta Comisión, su opinión en relación al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional presentado por el Operador, bajo la consideración de que es probable que el Operador cumpla con el porcentaje mínimo de Contenido Nacional establecido en el Contrato de 22% para el periodo de evaluación.



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:

- ✓ Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

El reprocesamiento sísmico PSMT y RMT considerado en el Plan, le permitirá al contratista mejorar las interpretaciones del subsuelo e identificar elementos asociados al fracturamiento del campo para correlacionarlos con las propiedades de la roca y fluidos contenidos en el yacimiento del periodo Cretácico, siendo esta la principal zona de interés; el campo Tajón presenta una complejidad estructural considerable aunado a un alto contraste de velocidades sísmicas que existe entre las distintas litologías en el que se incluye la presencia de anhidrita. En lo que refiere al probable yacimiento del periodo Terciario, en caso de tener éxito, la evaluación del potencial para producir gas natural, conllevaría al Contratista a satisfacer una doble necesidad, la comercial y el autoconsumo, lo cual daría como resultado adicional incorporar o reclasificar reservas de hidrocarburos.

Los análisis especiales de núcleos le permitirán al Contratista determinar la permeabilidad efectiva del medio poroso que en conjunto con un análisis de compatibilidad agua salada-formación, le ayudaran a definir si la inyección de dicho fluido es factible. En el caso de poder realizar la separación in situ de agua con alto contenido de sal para reinyección a un pozo letrina, le permitirá al Contratista evitar problemas de corrosión en ductos y tuberías durante el recorrido de los fluidos hasta la batería de separación en Puerto Ceiba y a la vez, podrá también disminuir costos asociados al transporte de los mismos.

- ✓ Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de gas en el largo plazo.

El Área Contractual se encuentra actualmente cerrado por lo que cualquier actividad ligada a reparación, mantenimiento y limpieza de los pozos y ductos, así como medición y pruebas de producción de los pozos, son de gran beneficio en el entendido de poder reactivar lo más pronto posible las operaciones de producción de hidrocarburos en el área contractual.

- ✓ La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

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.

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

Atendiendo a lo establecido en el artículo 6, fracción III, de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, si derivado de la ejecución de las pruebas de producción el Contratista pretende llevar a cabo la

destrucción controlada del gas natural, deberá tramitar los permisos o autorizaciones que resulten necesarios para llevar a cabo dicha actividad.

- ✓ Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.

Las actividades consideradas en el Plan de Evaluación, además del cumplimiento del PMT como parte del compromiso contractual, buscan reunir los elementos necesarios para que el Contratista determine la estrategia a seguir para conseguir el exitoso desarrollo de operaciones para la producción de hidrocarburos a largo plazo dentro del área contractual, visualizando así, la presentación de un Plan de Desarrollo en el futuro a esta Comisión.

Cabe hacer mención que en términos de lo dispuesto en la Resolución y el artículo 36 de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, en caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos, éstos deberán ser reportados en el balance conforme al formato establecido en el Anexo I de los mencionados lineamientos, lo anterior sin perjuicio del pago del contraprestaciones establecido en términos de la Cláusula 4.7 del Contrato y de las actividades, acuerdos, aprobaciones y demás actos que resulten necesarios para su ejecución y medición.

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 23 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A23-2015 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.

Elaboró



ING. ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO
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 de la Unidad Técnica de Extracción