



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.12.001/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE EVALUACIÓN PRESENTADO POR DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. DE C.V., EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A1/2015 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 1, CAMPO BARCODÓN.

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, los Lineamientos).

QUINTO.- Que el 10 de mayo de 2016 (en adelante, Fecha Efectiva) la Comisión y la empresa Diavaz Offshore, S. A. P. I. de C. V. (en adelante, el Contratista) suscribieron el Contrato CNH-R01-L03-A1/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 1, Campo Barcodón (en adelante, el Contrato).



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SEXTO.- Que mediante oficio número DO-A1-031-09-16 recibido en la Comisión el 7 de septiembre de 2016, y en cumplimiento a 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, los 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, la 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 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, a fin de que, en su caso, señalara 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.430.2016.0187 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 5 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 de fecha 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 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 Sistema 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 la Licitación, entre ellos, el correspondiente al Contratista.

DÉCIMO.- Que mediante oficio 220.2049/2016 del 23 de septiembre de 2016, la Comisión notificó al Contratista la ampliación hasta por ocho días hábiles del plazo para emitir la prevención respectiva.

DÉCIMO PRIMERO.- Que mediante oficio 250.061/2016 del 10 de octubre de 2016, esta Comisión previno al Contratista para que remitiera diversa información aclaratoria, incluyendo la información solicitada por la Secretaría de Economía en relación con el



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

DÉCIMO SEGUNDO.- Que mediante escrito DO-A1-064-11-16 recibido en la Comisión el 16 de noviembre de 2016, el Contratista entregó la información solicitada a que se hace referencia en el Resultando anterior.

DÉCIMO TERCERO.- Que mediante oficio 250.190/2016 del 02 de diciembre de 2016, esta Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información, a fin de dar inicio al procedimiento de análisis del proyecto de Plan de Evaluación presentado por el Contratista, en términos de la Cláusula 4.1 del Contrato y 27 de los Lineamientos.

En el oficio citado en el párrafo que antecede, se señaló expresamente que la declaratoria de suficiencia se emitió sin perjuicio de las aclaraciones o adecuaciones que, en su caso solicitaran la Comisión o las autoridades competentes en materia de Seguridad Industrial y Contenido Nacional como parte de la revisión del Plan de Evaluación materia de la presente.

DÉCIMO CUARTO.- Que según consta en el oficio 250.0065/2017, del 16 de febrero de 2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo el día 21 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 DO-A1-092-03-17 recibido el 1 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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

“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.

(...)”

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 y 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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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:

1) **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.**

El Contratista presentó un Plan de Evaluación basado en la información entregada por la Comisión durante el desarrollo de la Licitación y en la información que ha podido generar e interpretar posterior a la firma del Contrato. Dicho Plan establece actividades que están enmarcadas en validar hipótesis que soportan el potencial remanente del campo, a través de adquisición y procesamiento sísmico 3D, perforación de 2 pozos estratégicos, uno direccional y otro horizontal, reparación mayor de 1 pozo, análisis y construcción de modelo estático y dinámico, integrando información existente con los nuevos datos adquiridos.

De lo anterior se deriva que la Comisión considere que las actividades y tiempos de ejecución del Plan de Evaluación coadyuvan al desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y del potencial de producción del Área Contractual, en beneficio del Estado.

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

El Plan de Evaluación considera elevar el factor de recuperación a través de evaluar el potencial de las Formaciones Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y Agua Nueva y la aplicación de nuevas tecnologías. De lo anterior, se advierte el interés del Contratista de incrementar el factor de recuperación, a través de la obtención de mayores volúmenes de hidrocarburos en el Área Contractual.

3) **La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.**

Evaluar el potencial de las Formaciones Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y Agua Nueva a través del procesamiento de la sísmica 3D, permitirá validar las estimaciones de reservas remanentes de hidrocarburos, así como la aplicación de nuevas arquitecturas de pozos y tecnologías.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, se advierte que el Plan de Evaluación presentado por el Contratista, en esencia busca incorporar datos nuevos en cuanto a información sísmica 3D que permitan robustecer el modelo de subsuelo, una reparación mayor con la idea de probar y evaluar zonas de interés e incorporar tecnologías de terminación - estimulación y finalmente la incorporación de dos nuevos pozos a perforar, uno en el flanco norte de la estructura en zonas de buenas propiedades para los dos yacimientos, y que permitirá evaluar los contactos de fluidos en condiciones actuales y así validar hipótesis que minimicen los riesgos al segundo pozo a perforar.

El segundo pozo a perforar se plantea con trayectoria horizontal en la mejor posición en cuanto a estructura y propiedades del yacimiento TMLPI, y es estratégico en la definición de un plan de explotación alternativo para la recuperación de las reservas remanentes del yacimiento TMLPI, por lo que se considera que el uso de esta tecnología es adecuado para las características del yacimiento y de los pozos dentro del Área Contractual.

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

En relación a la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que el Plan de Evaluación es congruente con los objetivos planteados por el Contratista. Las actividades consideradas en dicho Plan, 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 a seguir durante el Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo que, en su caso, presentará a la Comisión.

Esta Comisión determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de desarrollo para la Extracción, a través de un programa de actividades consistente con los objetivos y alcances definidos en el citado Plan.

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

Alineado a la disposición técnica para el aprovechamiento del gas, se requiere preliminarmente realizar el Estudio Técnico Económico para la factibilidad del manejo del gas y una vez realizado, se estructurará para someter a la Comisión el



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Programa de Aprovechamiento de Gas. Todo esto con el objetivo de dar cumplimiento a los niveles de aprovechamiento de gas establecido en las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.*

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

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

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

SEXTO.- Que mediante oficio UCN.430.2017.0082, recibido en la Comisión 27 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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

OCTAVO. - Que la supervisión de las actividades previstas en el Plan de Evaluación materia de la presente Resolución se llevará a cabo en términos de los indicadores señalados en el 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 de votos:

RESUELVE

PRIMERO.- Aprobar el Plan de Evaluación presentado por el Contratista, en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A1/2015, toda vez que el mismo resulta adecuado desde un punto de vista técnico y es 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.12.001/17 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 7 DE ABRIL DE 2017.

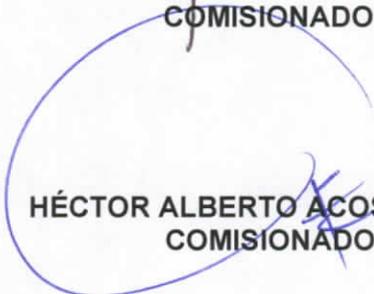
**COMISIONADOS INTEGRANTES DEL ÓRGANO DE GOBIERNO DE LA
COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS**


**JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO PRESIDENTE**


**ALMA AMÉRICA PORRÉS LUNA
COMISIONADA**


**NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO**


**SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO**


**HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX
COMISIONADO**


**HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO**


**GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ
COMISIONADO**



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A1/2015

Dictamen Técnico del Plan de Evaluación del
Área Contractual 1, Barcodón

Contratista: DIAVAZ OFFSHORE, S.A.P.I. DE C.V.

A handwritten signature in blue ink, located to the right of the contractor name.

Abril 2017

A 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	22
VI. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	24
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	25
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN.....	26



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 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 Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 1, con un Valor Mínimo de la Regalía Adicional del 64.50 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 1 al Licitante Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. Finalmente, la Comisión y el Operador Diavaz Offshore, (Contratista o Diavaz), formalizaron el 10 de mayo de 2016 (Fecha Efectiva), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A1/2015 (el 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.

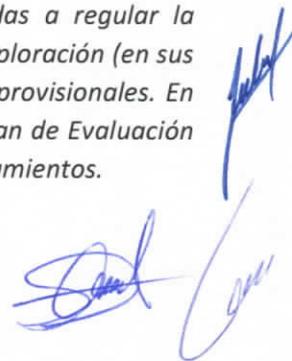
El párrafo primero de la cláusula 4.1 del Contrato, establece que el Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7 (incluyendo el Sistema de Administración).

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-A1/2015 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, Diavaz Offshore, 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.

Diavaz Offshore,, 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 Roberto Martínez García, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 66,219, Libro 1528, otorgada ante la Fe del Notario Público No. 24 del Distrito Federal, Lic. Luis Ricardo Duarte Guerra, de fecha 23 de febrero de 2015.

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 4,700 Unidades de Trabajo (UT) más el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo por otras 4,700 Unidades de Trabajo, para realizar un total de 9,400 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 la Cláusula 4.2 y 4.3 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 de Evaluación 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 Oficio No. DO-A1-031-09-16, con fecha del 7 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Evaluación del Área Contractual 1 Barcodón a la Comisión.

Posteriormente, el 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió el Plan a la Agencia de Seguridad, Industria y protección del Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (*Agencia*) y a la Secretaría de Economía (la SE) a través de los oficios 220.1994/2016 y 220.1993/2016, respectivamente, para que dichas instituciones detectasen documentación faltante y/o inconsistencias que el Contratista debía subsanar, con el fin de los análisis correspondientes de cada dependencia.

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016 de fecha 23 de septiembre de 2016, la ASEA notificó que el Operador 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.

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

El 23 de septiembre de 2016, la Comisión emitió el oficio 220.2049/2016 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.

Oficio No. 220.2049/2016 emitido por la Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el día 23 de septiembre de 2016, dirigido a Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. Asunto: Se notifica ampliación de plazo para prevenir respecto a la suficiencia documental de los planes de evaluación y de desarrollo para la extracción.

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 250.061/2016, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan presentado.

Asimismo, el 25 de octubre del mismo año a través del oficio No. 250.083/2016 a, la Comisión remitió al Contratista diversos alcances referentes a la prevención mencionada y mediante el oficio 250.116/2016 del 4 de noviembre de 2016 remitió al Contratista aclaraciones respecto del oficio 250.083/2016.

El Contratista presentó a la Comisión la atención a las prevenciones sobre el Plan el día 16 de noviembre de 2016, por medio del oficio DO-A1-064-11-16. Esta información fue remitida a la SE a través de oficio 250.169/2016 de fecha 25 de noviembre de 2016, acompañado de la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista para desahogar la prevención, en el ámbito de la competencia de dicha dependencia.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2016.187 de fecha 2 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 250.190/2016 de fecha 2 de diciembre de 2016, la Comisión notificó al contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.

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

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 Diavaz Offshore.

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.

A través del oficio 250.0065/2017 la Comisión citó a reunión de trabajo al Operador Petrolero con el fin de resolver diversos cuestionamientos técnicos referentes al Plan, dicha reunión se llevó a cabo en las instalaciones de la Comisión el día 21 de febrero. Por medio del oficio DO-A1-092-03-17, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo mencionada.

Por medio del oficio 250.0077/2017 de fecha 9 de marzo de 2017, La Comisión remite diversa información y solicitud de opinión relativa al Plan en materia de Contenido Nacional.

En respuesta a la solicitud anterior, la SE emitió la opinión respecto del Contenido Nacional mediante oficio UCN.430.2017/0082 de fecha 22 de marzo 2017.

Finalmente, por medio del Memorándum 272.012/2017 de fecha 23 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 1, Barcodón
Estado y municipio	Altamira, Tamaulipas.
Área contractual	10.995 km ²
Profundidad para extracción	Sin límites.
Profundidad para exploración	Sin límites.
Yacimientos y/o campos	Campo Barcodón Cretácico Inferior/Superior
Colindancias	Campo Tres hermanos, Ébano, Panuco, Cacalilao

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

b. Cumplimiento del PMT y su incremento.

El Contratista debe acreditar un total de 9,400 UT, de las cuales 4,700 UT fueron establecidas por las Bases de Licitación, mientras que las restantes 4,700 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 1.

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Sub-tarea	Cantidad	Unidades de trabajo (UT)
Evaluación	Geofísica	Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D	Re-procesamiento de datos sísmicos	8 km ²	160
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Pozo		2	8,000
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Reparación mayor		1	800
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Modelo estático actualizado		1	300
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Modelo dinámico actualizado		1	300
Total UT				9,560	

Tabla 2.- Actividades PMT (Fuente Contratista)

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

c. Objetivo

Evaluar el potencial de las Formaciones Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y Agua Nueva de manera que sea posible validar las estimaciones de reservas remanentes de hidrocarburos, la aplicación de nuevas arquitecturas de pozos y tecnologías de estimulación con el fin de mejorar el factor de recuperación de los yacimientos del Área Contractual.

d. Alcance

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

1. Adquisición sísmica 3D en 8 km², el cual permitirá mejorar el modelo de subsuelo e identificar condiciones actuales de los yacimientos.
2. Perforación de 2 pozos estratégicos, uno direccional y otro horizontal para evaluar nuevas arquitecturas de pozos, con un programa específico de toma de información del subsuelo.
3. Reparación Mayor de 1 pozo, para evaluar nuevas tecnologías de estimulación y terminación, que permitan mejoras en la productividad.
4. Análisis y construcción de modelo estático y dinámico, integrando información existente con los nuevos datos adquiridos (información sísmica, registros geofísicos durante perforación, entre otros).

e. Actividades del Plan

Para el logro del objetivo y alcance propuesto se diseñó una estrategia conceptualizada en cuatro (4) etapas durante el periodo del Plan de Evaluación, el cual se establece en un año, para obtener resultados a tiempo que permitan avanzar a la siguiente etapa contractual. Toda la documentación presentada en este informe toma como base la obtención de autorizaciones. caso contrario no se lograrían los objetivos del Plan de Evaluación en el periodo contractual definido.

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			10
Geofísica														
	Adquisición sísmica 3D.	3	5											8
Geología														
	Análisis de Hidrocarburos								3		2			5
Pruebas de producción														
	Equipamiento de pozos								3	3	3			9
	Realización de pruebas de producción.								3	3	3			9
Ingeniería de yacimientos.														
	Estudios presión, volumen y temperatura (PVT)								1					1
Perforación de pozos.														
	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.			2	1	2	1							6

Transporte marítimo y/o aéreo de personal, Materiales y/o equipos.						1	2					3
Perforación-terminación y Reparación mayor de pozos							2	1				3
Seguridad, Salud y Medio Ambiente												
Estudios de impacto ambiental	3	3										6
Prevención y detección de incendio y fugas de gas.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
Auditoria de seguridad	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	10
Tratamiento y eliminación de residuos						1	1	1				3
Restauración ambiental.									1			1
Otras Ingenierías												
Ingeniería conceptual.									0.5	0.25		0.75
Diseño de instalaciones de superficie.						0.5	0.75					1.25

Tabla 3. Cronograma de Actividades Físicas (Fuente: Contratista)

Sísmica 3D

Debido a la limitada información sísmica del Área Contractual, la cual dispone de alrededor de 13 km lineales, con espaciamentos de 2.5 a 1.6 km, el Contratista propone la toma de información sísmica 3D. En la Figura 1 se muestra el Área Contractual Barcodón (azul) junto con el área propuesta para adquisición sísmica 3D (rojo) y las líneas sísmicas 2D que se encuentran dentro del Campo (gris), corroborando la escasez de las mismas.

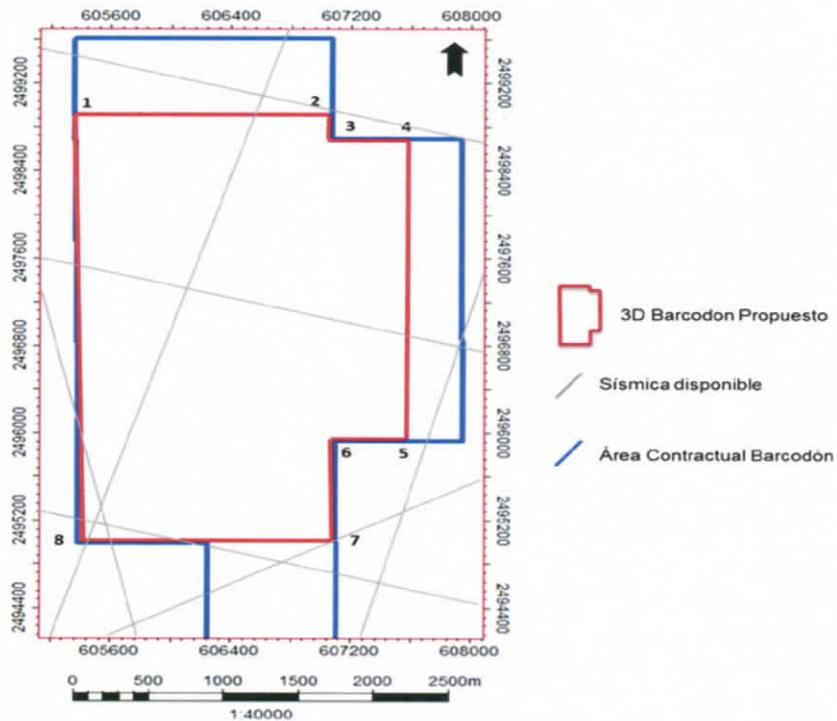


Figura 1. Área contractual Barcodón (azul) y área propuesta para adquisición sísmica 3D (rojo). (Fuente: Contratista)

(Firmas manuscritas)

Con el objetivo de mejorar los modelos de subsuelo se hace necesario ampliar la cobertura y calidad sísmica en el área contractual. En este sentido se obtendrá un mejor control de la extensión y geometría de los yacimientos para fines de caracterización y definición del Plan de Desarrollo.

El estudio de factibilidad y diseño de parámetros de adquisición sísmica 3D incluirá como mínimo los siguientes procesos:

- Selección del arreglo a utilizar.
- Análisis de parámetros de adquisición.
- Mediciones topográficas.
- Pruebas de iluminación del objetivo.

Importante destacar que al término de la etapa de factibilidad y análisis del diseño el Contratista obtendrá los resultados del proceso y la definición de proceder con los siguientes pasos. Si la factibilidad resulta positiva y el diseño es el óptimo, se realizará la adquisición sísmica 3D del área especificada utilizando los parámetros analizados previamente durante el diseño.

Interpretación sísmica y caracterización de yacimientos

El estudio de caracterización de yacimientos propuesto en el Plan, incluye la integración de la siguiente información: nueva información sísmica 3D, líneas 2D existentes, registros geofísicos nuevos y existentes, datos de producción, presiones, características de fluidos, entre otras. La integración permitirá avanzar con calibración de datos sísmicos, procesos de inversión sísmica elástica y de velocidades generando cubos de propiedades litológicas y petrofísicas

En el proceso de caracterización se considera la utilización de metodologías y flujos de trabajos desarrollados por el Contratista, aplicando atributos sísmicos que permitirán resaltar discontinuidades estructurales y estratigráficas, aportando mayores elementos para sustentar la interpretación de los horizontes y fallas de interés. Integración de elementos importantes del modelo geológico, sedimentológico y análisis petrofísico avanzado especialmente enfocado para yacimientos carbonatados; junto con análisis de ingeniería de yacimientos y fluidos. Todo lo anterior con el objetivo de reducir la incertidumbre para la ubicación y perforación de los prospectos considerados dentro del Plan de Evaluación y de Desarrollo, así como incrementar el conocimiento del área para generar un modelo geológico más acertado. Es fundamental para cumplir este objetivo un programa preciso de toma de información en pozos nuevos.

Desde el punto de vista de la metodología aplicada por el Contratista, el control geológico es una herramienta fundamental en la perforación de pozos, con el objetivo de mitigar riesgos operativos, adelantarse a situaciones imprevistas y llevar control de las operaciones. Basado en lo anterior, en la fase de diseño de pozos se elaborará un catálogo de muestras de canal utilizando información de pozos existentes y con especialistas en sedimentología de manera que sea posible estructurar el catálogo con fotografías y descripción de la columna geológica probable a encontrar durante la perforación, facilitando la interpretación y las operaciones de perforación.

En la secuencia de actividades descritas se propone una fase de revisión de diseño de pozos, que incluye estudios de geopresiones y gradiente de fractura utilizando la información sísmica 3D, sentado las bases para ubicar de manera definitiva los prospectos a perforar y proceder con las actividades operativas.

Barcodón-1 (Perforación Horizontal)

Cuenca: Tampico Misantla	Contrato: CNH-R01-L03-A1/2015
Campo: Barcodón	Nombre del Pozo: BARCODÓN-1
Estado: Tamaulipas	Municipio: Altamira
Coordenadas UTM Superficie:	X = 606,253.00 Y = 2,496,986.00
Coordenadas Geográficas Superficie:	22°34'34.6959"N 97°57'59.1706"W
Coordenadas UTM Inicio Sec. Horizontal:	X = 605,967.15 Y = 2,497,022.80
Coordenadas UTM Fondo:	X = 605,712.12 Y = 2,497,156.25
Datum Horizontal:	WGS84 Zona14
Altura del terreno sobre el nivel del mar (m):	-
Altura de la mesa rotaria sobre el nivel del mar (m):	18.53
Tipo de Pozo Trayectoria:	Vertical () Direccional () Horizontal (✓)

En la perforación de pozo, el Contratista estará evaluando tecnologías de perforación con manejo controlado de presión (MPD-Managed Pressure Drilling) con el objetivo de diseñar una densidad del fluido de perforación en el límite de la presión de yacimiento para minimizar pérdidas de circulación y daño a la formación. Esta tecnología fue aplicada con éxito en otra área durante la perforación de pozos horizontales, su aplicabilidad nace por la presencia de carbonatos fracturados con presiones normales/subnormales con tendencia a pérdidas de circulación.

Barcodón-102 (Reparación Mayor)

Cuenca: Tampico Misantla	Contrato: CNH-R01-L03-A1/2015
Campo: Barcodón	Nombre del Pozo: BARCODÓN-102

En relación a la toma de información, como parte del programa de reparación mayor en el pozo Barcodón-102, una vez sea retirado el aparejo de producción se plantea la toma de registros geofísicos a agujero entubado, donde la toma registro neutrón de electrones pulsados en modo sigma constituye un elemento importante para evaluar el sistema poroso de las unidades TMLPS/TMLPI y la distribución de fluidos en un pozo de excelente ubicación estructural y que no ha sido explotado en los intervalos de interés de manera que la adquisición de esta información de registros será importante para reducir la incertidumbre relacionada a la distribución actual de fluidos con miras a los intervalos a disparar y las futuras localizaciones a perforar en esta zona del Área Contractual.

Actualización de modelos de yacimientos (estático y dinámico).

Esta fase inicia con la evaluación de los resultados de la producción de los pozos a ser perforados y reparación mayor, donde se realizan los análisis respectivos de productividad, presiones y extensión de yacimientos que se integraran a la revisión de los modelos. Adicionalmente aportarán los elementos necesarios para el diagnóstico de los procesos de producción y diseño de las opciones de la infraestructura respectiva.

f. Pronóstico de producción

A continuación, se presenta la Tabla 4 y la Fig. 2 y 3, en las que se observa el perfil de producción de aceite, agua y gas estimado por el Contratista para el periodo de Evaluación.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Aceite (bpd)							945.5	920.7	903.5	886.7	870.1	853.9
Gas (mpcd)							332.6	323.4	317.2	311.2	305.3	299.4
Agua (bpd)							8.9	19.6	57.6	94.1	128.7	161.2

Tabla 4. Pronóstico de producción de gas, condensado y agua (Fuente: Contratista)

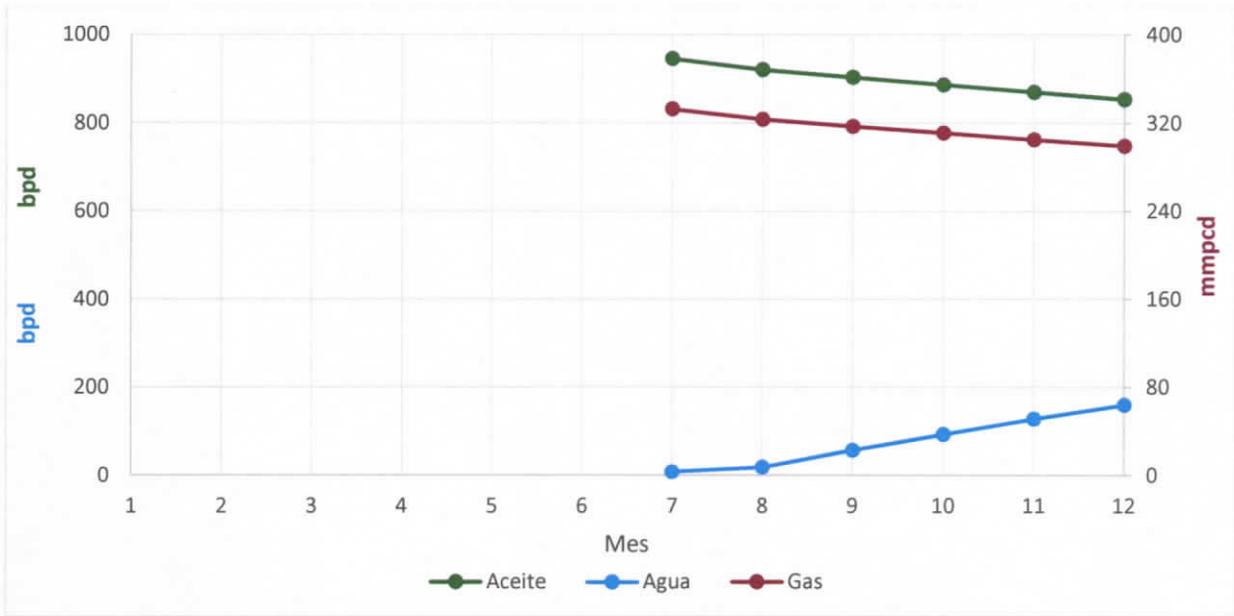


Figura 2. Perfiles de Producción Estimado para el Período de Evaluación (Fuente: CNH con datos del Contratista)

En la Tabla 5 y Fig. 3 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
Aceite (mb)	164.09
Gas (mmpc)	57.61
Agua (mb)	14.35

Tabla 5. Volumen de gas, condensado y agua a acumular (Fuente: Contratista)

[Handwritten signatures and marks]

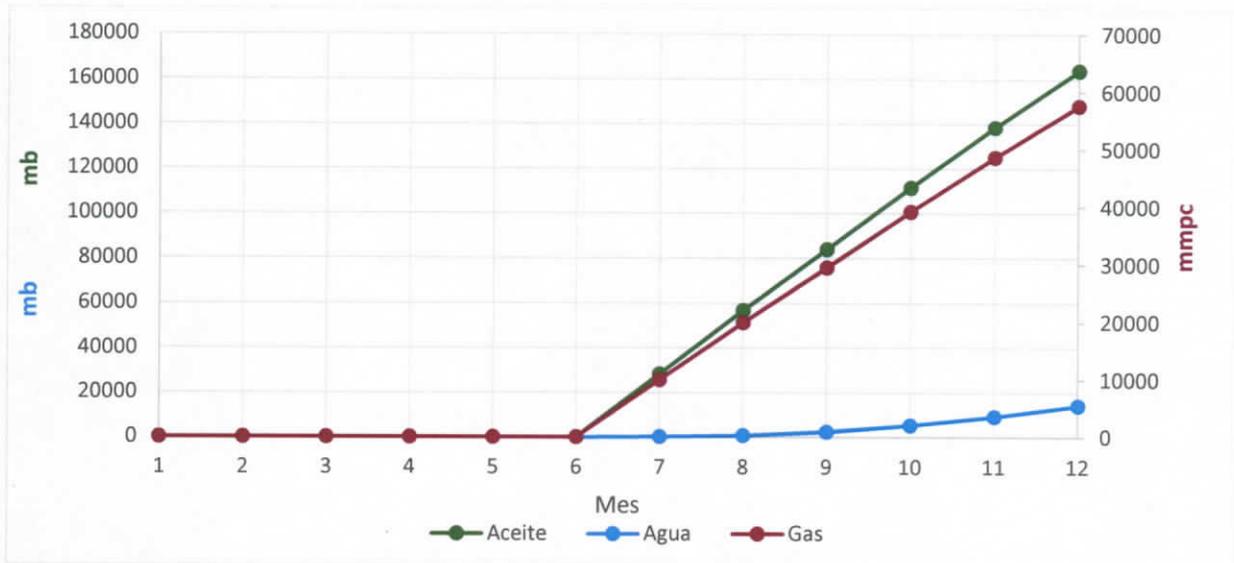


Figura 3. Perfiles de Producción acumulada para el Período de Evaluación (Fuente: CNH con datos del Contratista)

g. Inversiones y gastos de operación

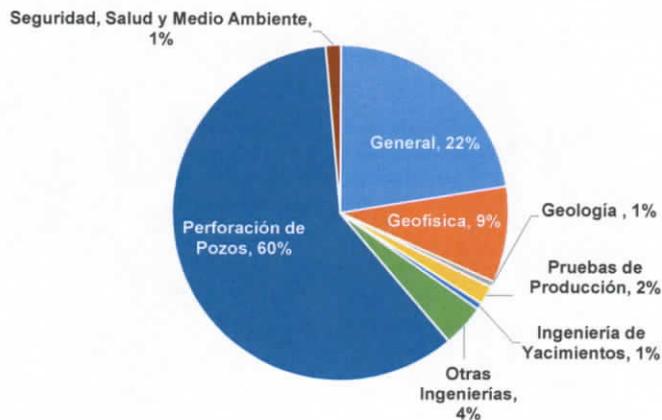
El objetivo de las actividades del Plan de Evaluación es evaluar las formaciones Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior del Cretácico, así como la formación Agua Nueva, a lo largo de 12 meses.

Las estimaciones de costos e inversiones se basaron en los siguientes aspectos:

- ✓ Tipo de cambio de 18.57 MXN/USD (Banco de México del 01 de junio al 31 de agosto de 2016)
- ✓ No se consideró inflación en la preparación del presupuesto.
- ✓ El presupuesto considera estimaciones de costos de referencia a la fecha, que durante la ejecución de las actividades pudiesen tener variación de acuerdo al contrato que finalmente se adjudique durante los procesos licitatorios que se realicen.
- ✓ El estimado de costos 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%.
- ✓ Las estimaciones de costos presentadas en la Sub-actividad *Perforación de Pozos* toman como base la opinión presentada por CNH, la cual considera las estimaciones de costo de pozo tipo presentadas por Diavaz y su comparativa con costos internacionales.

Actividad Evaluación

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Evaluación* del Plan de Evaluación se observa en la Fig. 4



\$ 8,472,298 (monto en dólares de Estados Unidos)

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

En la Tabla 6 se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Evaluación correspondientes a la Actividad Evaluación.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
General		1,922,630
	Evaluaciones técnico económicas	180,000
	Plan de desarrollo con economía básica	375,649
	Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto	1,366,981
Geofísica		785,000
	Adquisición sísmica, 2D, 3D, 4D, multicomponente	785,000
Geología		16,000
	Análisis de Hidrocarburos	16,000
Pruebas de Producción		152,505
	Equipamiento de Pozos	62,505
	Realización de pruebas de producción	90,000
Ingeniería de Yacimiento		35,000
	Estudios de presión, volumen y temperatura (PVT)	35,000
Otras Ingenierías		350,220
	Ingeniería conceptual	60,000
	Diseño de instalaciones de superficie	290,220

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
Perforación de Pozos		5,084,410
	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización	131,410
	Transporte marítimo y/o aéreo de personal, Materiales y/o equipos	255,000
	Servicios de perforación de Pozos	4,698,000
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		126,533
	Estudios de impacto ambiental	74,313
	Prevención y detección de incendio y fugas de gas	21,600
	Auditorías de seguridad	20,000
	Tratamiento y eliminación de residuos	620
	Restauración ambiental	10,000
Total		8,472,298¹

Tabla 6.2 Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación del Contrato CNH-R01-L03-A1/2015. (Montos en dólares de Estados Unidos) (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

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

h. Mecanismos de medición

El sistema de gestión del operador petrolero para el Área Contractual considera una etapa de mediciones dentro de los límites del área contractual, las cuales corresponden a:

- Pozos productores (medición operacional).
- Batería de recolección y bombeo Barcodón (medición operacional y medición de Transferencia).

La etapa de medición fuera del Área Contractual está referido al Punto de Medición bajo el esquema de Punto de Medición compartido, y se requerirá la aprobación de la Comisión, una vez desarrolladas las especificaciones técnicas con el "tercero", tanto para el acondicionamiento y transporte, como de medición.

¹ En el Presupuesto del Plan de Evaluación las Sub-actividades *General, Geofísica, Ingeniería de Yacimientos y Perforación de Pozos* coinciden en términos totales.

² Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

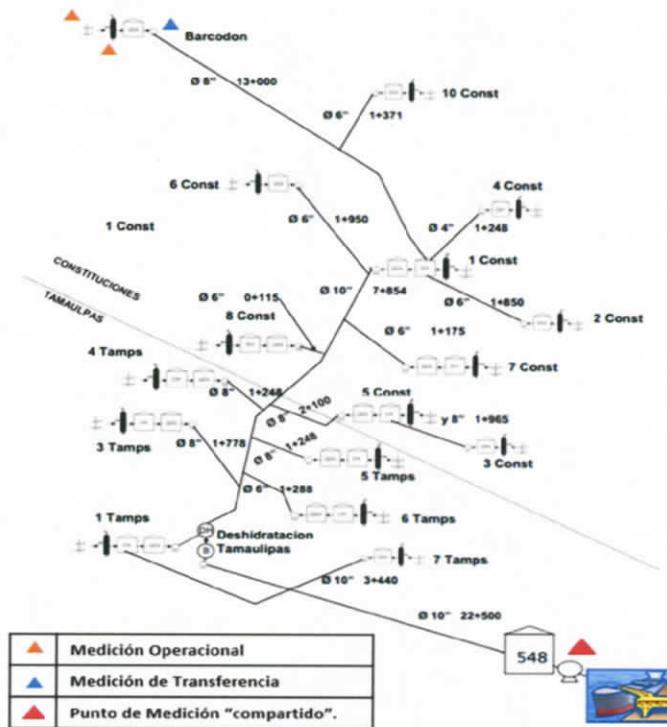


Figura 5. Esquema de manejo de producción y medición (Fuente: Contratista).

La estrategia de medición en los pozos productores considera tecnología con equipo másico (Coriolis) para los líquidos y uso de placa de orificio para el gas.

La estrategia de medición en el Punto de Transferencia, está desarrollada bajo el esquema de Administración de Inventarios, configurado el sistema para Transferencia de Producto en variables de petróleo neto, agua y producción bruta (petróleo más agua).

A continuación, se presenta un resumen de los Mecanismos de Medición propuestos para desarrollar:

Medición	Tipo medidor	Punto de medición	Alcance de medición (b, litros)	Estimación de Incertidumbre (%)	Calidad de Hidrocarburos
Operacional	Coriolis/ Orificio	Boca de pozo	Barriles	10 – 15 %	Producción bruta proveniente del pozo productor sin acondicionar ni separar
Transferencia	Radar, medidor de temperatura Onda guiada	Bbeo. BS Barcodón	Barriles	5-7%	Petróleo más agua sin acondicionar
Punto de Medición	Coriolis	Llegada a TMM	Barriles	0.3 %	BsW < 2% H2S < 1 ppm PTB < 200 mg/Lt Azufre < 5 %

Tabla 7. Medición propuesta para desarrollar (Fuente: Contratista).

i. Comercialización de hidrocarburos

La comercialización de los hidrocarburos obtenidos de las pruebas de producción relacionadas al Plan de Evaluación, será ejecutada en función de la solicitud/autorización de Acceso a las instalaciones de Pemex y/o Pemex Logística

Los hidrocarburos producidos en el Área Contractual requieren de procesos de acondicionamiento para ser comercializado, de acuerdo a las disposiciones técnicas y aspectos del Contrato de Licencia que lo rigen.

El hidrocarburo líquido se caracteriza por presencia de agua y otros componentes no hidrocarburos que deben ser removidos en los procesos de acondicionamiento fuera de los límites del Área Contractual, debido a que dentro de los límites del Área Contractual no se cuenta con instalaciones para acondicionamiento.

La producción de los pozos productores está formada por hidrocarburos líquidos (aceite), hidrocarburos gaseosos (gas natural), agua salada (en función de las características del yacimiento productor), adicional de componentes sólidos, gases y líquidos no hidrocarburos.

Las sales y el agua presente en los hidrocarburos pueden ser removidas por procesos físicos y químicos (deshidratación/desalación); para que el Contratista pueda entregarlos en óptimas condiciones de procesamiento en refinerías o para su transporte y exportación.

j. Aprovechamiento de gas

El ámbito de aplicación de las *Disposiciones 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.

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

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 9,400 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	Unidades de trabajo (UT)	UT acreditadas	% de cumplimiento
Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D	160		
Pozo	8,000		
Reparación mayor	800		
Modelo estático actualizado	300		
Modelo dinámico actualizado	300		
Total	9560		

Tabla 10. 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 que la Comisión le dará 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

Actividad	Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
Geofísica	785,000		
Pozo	4,506,000		
Reparación mayor	447,000		
Modelo estático y dinámico actualizado	555,649		
Otros	2,178,649		
Total	8,472,298		

Tabla 11. 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 gas y de aceite que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en las Tablas 11 y 12, respectivamente.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Producción de gas programada (mmpcd)	0	0	0	0	0	0	0	0	0.333	0.323	0.317	0.311	1.284 (mmpcd)
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

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

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total
Producción de aceite programada (mbpd)									0.946	0.921	0.904	0.887	3.658 (mbpd)
Producción de condensado real (bpd)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 13. Indicador de desempeño de la producción de condensado en función de la producción 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 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 la Clave Única de Registro del Regulado fue emitida el 1 de febrero de 2017.



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

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

Sobre el particular, la Secretaría de Economía a través de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2017.0082 de fecha 22 de marzo de 2017, notificó a esta Comisión, que es probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Evaluación en 22%.



VIII. Resultado del dictamen

Derivado del análisis realizado del Plan presentado por el Contratista, el equipo técnico de la Comisión determinó que dicho Plan da cumplimiento a la cláusula 4.2 del Contrato, debido a que el Contratista considera las actividades necesarias para el cumplimiento del PMT y su incremento, en el plazo que establece el Contrato. 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, en razón de lo siguiente:

1) **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.**

El Contratista presentó un Plan basado en la información entregada por la Comisión durante el desarrollo de la Licitación y en la información que ha podido generar e interpretar posterior a la firma del Contrato. Dicho plan establece actividades que están enmarcados en validar hipótesis que soportan el potencial remanente del campo, a través de adquisición y procesamiento sísmico 3D, perforación de 2 pozos estratégicos uno direccional y otro horizontal, reparación mayor de 1 pozo, análisis y construcción de modelo estático y dinámico, integrando información existente con los nuevos datos adquiridos. De lo anterior se deriva que la Comisión considere que las actividades y tiempos de ejecución del Plan coadyuvan al desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y del potencial de producción del Área Contractual, en beneficio del Estado.

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

El Plan considera elevar el factor de recuperación a través de evaluar el potencial de las Formaciones Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y Agua Nueva y la aplicación de nuevas tecnologías. De lo anterior, se advierte el interés del Contratista de incrementar el factor de recuperación, a través de la obtención de mayores volúmenes de hidrocarburos en el Área Contractual.

3) **La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.**

Evaluar el potencial de las Formaciones Tamaulipas Inferior, Tamaulipas Superior y Agua Nueva a través del procesamiento de la sísmica 3D; permitirá validar las estimaciones de reservas remanentes de hidrocarburos, así como la aplicación de nuevas arquitecturas de pozos y tecnologías

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

Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, se advierte que el Plan de Evaluación del Área Contractual Barcodón en esencia busca incorporar datos nuevos en cuanto a información sísmica 3D que permitan robustecer el modelo de subsuelo, una reparación mayor con la idea de probar y evaluar zonas de interés e incorporar tecnologías de terminación - estimulación y finalmente la incorporación de dos nuevos pozos a perforar, uno en el flanco norte de la estructura en zonas de buenas propiedades para los dos yacimientos, y que permitirá evaluar los contactos de fluidos en condiciones actuales y así validar hipótesis que minimicen los riesgo al segundo pozo a perforar. El segundo pozo a perforar se plantea con trayectoria horizontal en la mejor posición en cuanto a estructura y propiedades del yacimiento TMLPI, y es estratégico en la definición de un plan de explotación alternativo para la recuperación de las reservas remanentes del yacimiento TMLPI, por lo que se considera que el uso de esta tecnología es adecuado para las características del yacimiento y de los pozos dentro del Área Contractual.

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

En relación a la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que el Plan, es congruente con los objetivos planteados por el Contratista. 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. Esta Comisión determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de Desarrollo para la Extracción, a través de un programa de actividades consistente con los objetivos y alcances definidos en el Plan.

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

Alineado a la disposición técnica para el aprovechamiento del gas, se requiere preliminarmente realizar el Estudio Técnico Económico para la factibilidad del manejo del gas y una vez realizado, se estructurará para someter a la CNH el Programa de Aprovechamiento de Gas. Todo esto con el objetivo de dar cumplimiento a los niveles de aprovechamiento de gas establecido en las disposiciones.

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

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar en favor del Contratista, el Plan Evaluación presentado para el Área Contractual 1 Barcodón, relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A1/2015, 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. MARÍA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ
Directora General Adjunta
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