RESOLUCIÓN CNH.E.11.007/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA LA PROPUESTA DE PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR GRUPO MAREÓGRAFO, S.A. DE C.V., EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A12/2015 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 12, CAMPO MAREÓGRAFO.

RESULTANDO

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

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

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

CUARTO. - Que el 13 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF los *Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones* (en adelante, Lineamientos).

QUINTO.- Que el 28 de abril de 2016, la Comisión aprobó la *Resolución CNH.04.010/16, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del proyecto de Plan Provisional propuesto para el Área Contractual número 12 correspondiente al Campo Mareógrafo, resultado del proceso licitatorio para la adjudicación de Contratos de Licencia para Extracción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales Terrestres – Tercera Convocatoria CNH-R01-L03/2015.*

SEXTO. - Que el 10 de mayo de 2016 (en adelante, Fecha Efectiva), la Comisión y la empresa Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. (en adelante, Contratista) suscribieron el Contrato CNH-R01-L03-A12/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 12, Campo Mareógrafo (en adelante, Contrato).

SÉPTIMO- Que mediante escrito recibido en la Comisión el 7 de septiembre de 2016, y en cumplimiento a la Cláusula 5.3 del Contrato, el Contratista por conducto de su representante legal presentó su propuesta de Plan de desarrollo para la Extracción, para efectos de su aprobación por parte de este órgano regulador.

OCTAVO. - 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 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 Desarrollo para la Extracción derivados de los Contratos de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 (en adelante, Licitación).

NOVENO. - 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 dicha dependencia analizara lo concerniente al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional. Lo anterior, a fin de 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 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 realizara la evaluación del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional del Contratista.

Por último, a través del oficio UCN.430.2016.186 suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, recibido en la Comisión el 1 de diciembre de 2016, la Secretaria 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.

DÉCIMO. - 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 Sistema de Administración.

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 estado actual que guardan los trámites que los Contratistas de la Licitación deben llevar a cabo, con el objeto de que esta Comisión esté en posibilidades de dar seguimiento al cumplimiento de las obligaciones previstas en los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

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

DÉCIMO PRIMERO. - Que mediante oficio 220.2052/2016 del 23 de septiembre de 2016, la Comisión, con fundamento en el artículo 31 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, notificó al Contratista la ampliación hasta por ocho días hábiles del plazo para emitir la prevención respectiva.

DÉCIMO SEGUNDO. - Que mediante oficio 250.068/2016 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 TERCERO. - Que mediante escrito MAR-CNH-UTE-003/2016 recibido en la Comisión el 15 de noviembre de 2016, el Contratista atendió la prevención a que se hace referencia en el Resultando anterior.

DÉCIMO CUARTO. - Que mediante oficio 250.183/2016 del 2 de diciembre de 2016, esta Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información, a fin de dar inicio al procedimiento de evaluación del proyecto de Plan de desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista. Lo anterior, en términos de los Lineamientos y la Cláusula 5.3 y el anexo 9 del Contrato, conforme a los Criterios emitidos por la Comisión.

DÉCIMO QUINTO. - Que según consta en el oficio 250.0043/2017, del 15 de febrero de 2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo el día 20 del mismo mes y año, a fin de que éste aclarara diversa información presentada en relación al Plan de desarrollo para la Extracción. Como resultado de la reunión de trabajo, el Contratista, a través del escrito MAR-CNH-DGDE-002/2017 del 7 de marzo del año en curso, presentó a la Comisión diversa información aclaratoria.

DÉCIMO SEXTO. - Que derivado de lo expuesto en los Resultandos anteriores, la Comisión se encuentra en condiciones de evaluar la propuesta de Plan de desarrollo para la Extracción 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, VIII y XII, 43, fracción I, inciso c) y 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6, fracción II, 7, 29, 30, 33, 34 y 35 de los Lineamientos; así como la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato, conforme a los Criterios, y

CONSIDERANDO

PRIMERO. - Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para aprobar el Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por el Contratista. Lo anterior en términos de los articulos 31, fracciones VI, VIII y XII, 43, fracción I, inciso c) y 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, X, 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, 13, fracción II, inciso f. y último párrafo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 6, fracción II, 7, 29, 30, 34 y 35 de los Lineamientos; la Cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato, conforme a los Criterios.

SEGUNDO. - Que el articulo 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 conforme a la Cláusula 5.3 del Contrato, el Contratista deberá presentar a la Comisión, para su aprobación, el Plan de desarrollo para la Extracción, dentro de los 120 días siguientes a la Fecha Efectiva. Por su parte, la Comisión resolverá sobre la

propuesta presentada en un plazo que no excederá de 120 días contados a partir de que esta última reciba la información necesaria en términos de la normativa aplicable.

En este sentido y, de conformidad con los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos, 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 19, 20 y 21 de los Lineamientos, los Criterios, la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato, previo a ejecutar el Plan de desarrollo para la Extracción, la Comisión debe emitir un dictamen técnico en el cual se evalúe al menos:

I. La continuidad de la Producción;
II. La evaluación de la tecnología y el plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables;
III. El programa de aprovechamiento del Gas Natural, y
IV. Los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

Conforme a lo señalado en los Criterios, así como en el Dictamen, el cual forma parte integrante de la presente Resolución y se agrega como Anexo Único, para realizar dicha evaluación, es imperante considerar la etapa actual del proyecto y la complejidad del Área Contractual, así como contar con información técnica (yacimientos, pozos, e instalaciones) tanto en cantidad como en calidad, la cual conforme a las prácticas comúnmente aceptadas en el sector hidrocarburos, deriva de los resultados que se obtengan del Periodo de Evaluación. En este sentido, cabe destacar que el Contratista se encuentra en ejecución del Periodo de Evaluación, en términos de la cláusula 4.2 del Contrato.

Por lo anteriormente señalado y, tal como se establece en los documentos referidos en el párrafo que antecede, en el área contractual existen campos en producción; sin embargo el Contratista no cuenta con información técnica y económica suficiente para elaborar un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo que considere la totalidad de las Actividades Petroleras a desarrollar durante el Periodo de Desarrollo.

Cabe destacar que el Contratista deberá presentar una modificación para actualizar su Plan de desarrollo para la Extracción una vez que concluya el Periodo de Evaluación y las Actividades Petroleras contempladas en el Plan que en su caso se apruebe para dicho periodo, la cual deberá considerar el contenido integral de los Lineamientos, en relación al contenido del Contrato.

CUARTO. Que del análisis realizado por esta Comisión al Plan de desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista en términos de lo establecido en el Dictamen y

conforme a lo señalado en los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 19, 20 y 21 de los Lineamientos; los Criterios; la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato y el Considerando Tercero de la presente Resolución, se concluye que, desde un punto de vista técnico, dicho Plan resulta adecuado y acorde con las características del Área Contractual, en virtud de lo siguiente:

I. **Continuidad de la Producción.**

El Plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción, complementadas por actividades de toma de información de los pozos, a fin de evaluar el comportamiento de la producción a partir de actividades operacionales y de mantenimiento de infraestructura superficial.

II. **La evaluación de la tecnología y el plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables;**

En atención al plan de producción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor de recuperación de gas en un 1.3%, mientras que la maximización del factor de recuperación podrá ser determinada en términos del Plan de Desarrollo a largo plazo que presente el Contratista en cumplimiento a los Criterios.

El Plan considera elevar el factor de recuperación a través de la ejecución de optimización de sistemas artificiales de producción en 4 pozos y de mantener la operación eficiente y rentable en 9 pozos actualmente en operación.

De acuerdo al Plan, el Contratista busca obtener los datos y el conocimiento adecuado de los yacimientos para posteriormente definir los volúmenes en sito y recuperables, así como la presentación de un Plan de Desarrollo multianual que, en caso de ser aprobado, permitirá al Contratista comenzar con el proceso de cuantificación y certificación de reservas de la Nación con base en la normativa vigente.

Del análisis realizado al Plan, el Contratista presentó tecnologías adecuadas para dar continuidad operativa y de producción al Área a través de registros de presión de fondo fluyendo, registros de presión-producción con medición bifásica; así como la identificación de pozos candidatos para la aplicación de las tecnologías apropiadas para la explotación del gas como barras espumantes o instalación de tubería capilar.

III. El programa de aprovechamiento del Gas Natural, y

El Contratista plantea un aprovechamiento tendiente al 100% del gas producido, lo que refleja el aprovechamiento del gas como principal producto dentro del Área Contractual. Además, se observó que resulta técnicamente viable que el Contratista utilice los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras hasta por 7.524 mmpc mensuales, los cuales podrán ser utilizados como combustible o para inyección o levantamiento neumático

IV. Los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

El Contratista presentó una propuesta conceptual respecto a los Mecanismos de Medición, la cual contempla diversas acciones generales que tienen por objeto prever la medición de los hidrocarburos cuando se tenga información técnica y económica suficiente para el diseño de los mismos.

Para la evaluación de los Mecanismos de Medición se tomaron en consideración los argumentos vertidos en el Considerando Tercero respecto a la falta de información técnica y económica necesaria para elaborar un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo que considere la totalidad de las Actividades Petroleras a desarrollar durante el Periodo de Desarrollo. Refuerza lo anterior lo señalado en el Dictamen respecto a este punto:

> *Conforme al articulo 3, fracción XXV, de los Lineamientos de Medición, se desprende que los Mecanismos de Medición son un conjunto integrado de* ***competencias técnicas, estándares, procedimientos y sistemas de medición*** *para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos.*
>
> *Para efecto de estar en posibilidad de determinar técnicamente dichas competencias técnicas, estándares, procedimientos y sistemas de medición para el desarrollo del Área Contractual no solo para dar continuidad operativa a la producción sino a lo largo del ciclo de vida del campo, es imperante tener certidumbre del Potencial Petrolero y las características de Producción del Área Contractual, en términos de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir, lo cual se obtiene durante el Periodo de Evaluación, tal y como se señala a continuación:*

a. ***Sistemas de Medición***. *Para la selección de los Sistemas de Medición (equipos instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida), se debe tomar en consideración el tipo y las características del fluido, los volúmenes a manejar y las condiciones operativas a las que estarán sometidos, tal y como se señala en los artículos 7, fracción II y 14 de los Lineamientos de Medición.*

   En este sentido, el Contratista tendrá certidumbre respecto de la información técnica necesaria para la correcta selección de los Sistemas de Medición con base en los resultados obtenidos de la perforación de pozos, reparaciones mayores o menores, actualización de los modelos estáticos y dinámicos, pruebas de presión y producción, análisis PVT (presión, volumen y temperatura), análisis de agua de formación, toma de núcleos, registros geofísicos y demás actividades a desarrollar durante el Periodo de Evaluación.

b. ***Estándares y Procedimientos.*** *Los estándares se refieren a la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los Lineamientos de Medición, los cuales regulan el diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los Mecanismos de Medición.*

   Por su parte, los Procedimientos se refieren a los protocolos, guías, instructivos, criterios, métodos de trabajo o manuales que sean necesarios para la correcta Medición de los Hidrocarburos.

   Dichos estándares y Procedimientos son aplicables en razón del tipo, volumen y características del fluido, condiciones de presión y temperatura, así como los Sistemas de Medición ya definidos por el Contratista. Considerando lo expuesto en el inciso a. anterior, si el Contratista no está en posibilidad de diseñar con certidumbre los sistemas de medición, tampoco podría estarlo para el establecimiento de los estándares y procedimientos, ya que los mismos dependen de los Sistemas de Medición diseñados o seleccionados.

c. ***Competencias técnicas.*** *El personal del operador petrolero involucrado en la Medición de los Hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus funciones en materia de Medición.*

   Dichas competencias deberán ser acordes al tipo de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida a instalar como parte de los Sistemas de Medición; asimismo, deberá contar con

los conocimientos y en su caso certificaciones respecto de los Estándares y Procedimientos aplicables a operar los Mecanismos de Medición.

Considerando lo expuesto en el inciso a. anterior, si el Contratista no está en posibilidad de diseñar con certidumbre los sistemas de medición, tampoco podría establecer las competencias técnicas del personal que estaría encargado del manejo de los sistemas, ya que dichas competencias dependen de los Sistemas de Medición diseñados o seleccionados.

Cabe señalar que si bien el contratista cuenta con información general respecto de las características de producción del Área Contractual, se debe considerar que ésta podría sufrir variaciones en virtud de los resultados obtenidos de las actividades de perforación de pozos, reparaciones mayores o menores y toma de información que se lleven a cabo a lo largo del Periodo de Evaluación conforme al Plan respectivo.

Aunado a lo anterior, y considerando la complejidad técnica, estudios de campo y la evaluación económica que deberá llevar a cabo el Contratista para efecto de la definición, instalación e implementación de los Mecanismos de Medición, se considera técnicamente razonable que se lleve a cabo con la mayor información disponible y actualizada, considerando las actividades a realizarse en el Periodo de Evaluación.

Es decir, es hasta que concluya el Periodo de Evaluación que se contará con los elementos suficientes para definir los Mecanismos de Medición al amparo de un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo, por lo que el Contratista deberá presentar en la actualización a su Plan de desarrollo, los Mecanismos que cumplan con todos los requerimientos establecidos en los Lineamientos de Medición.

Por lo anteriormente expuesto, en términos del contenido del Dictamen, se observa una imposibilidad material por parte del Contratista para seleccionar de manera idónea los mecanismos de Medición conforme a los requerimientos establecidos en los Lineamientos de Medición, por lo que resulta técnicamente viable que dichos Mecanismos de Medición sean definidos una vez que concluya el Periodo de Evaluación, con el objeto de que durante dicho periodo se genere o adquiera la información técnica necesaria para su diseño y posteriormente se presenten a la

Comisión para su evaluación al momento de que el Contratista remita la actualización respectiva del Plan de desarrollo para la Extracción.

Aunado a las consideraciones referidas con anterioridad y atendiendo a la imposibilidad material del Contratista para diseñar los Mecanismos de Medición en atención al contenido integral de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición (Lineamientos de Medición), resulta necesario que esta Comisión evalúe la capacidad del Contratista para dar cumplimiento al objetivo principal de dichos Mecanismos, relativo a la determinación del volumen y la calidad los Hidrocarburos, el cual se encuentra definido en el artículo 3, fracción XXV de dichos Lineamientos de Medición:

> *"**XXV. Mecanismos de Medición**: Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, **para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos**, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia."*
>
> ***[Énfasis añadido]***

En cuanto al volumen y calidad de los Hidrocarburos, la cláusula 11.1 del Contrato, establece:

> *"**11.1 <u>Volumen y Calidad</u>**. El volumen y la calidad de los Hidrocarburos Netos deberán medirse y determinarse en los Puntos de Medición, de acuerdo con los procedimientos establecidos en la Normatividad Aplicable."*

Respecto de los Procedimientos de Medición previstos en la cláusula 11.2 del Contrato, el inciso C, del Anexo Único de los Criterios, refirió:

> *"...los Contratistas **podrán seguir operando al amparo de los procedimientos de entrega y recepción establecidos en el Plan Provisional**, previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición respectivos."*
>
> ***[Énfasis añadido]***

Respecto a dichos procedimientos de entrega y recepción, es de tomar en consideración que la Comisión emitió Resolución **CNH.E.33.009/16**, mediante la cual resolvió aprobar la Medición de los Hidrocarburos, así como el Punto de Medición provisional para el Área Contractual, lo anterior, conforme al Acuerdo presentado por

el Contratista para la Medición de Hidrocarburos, por lo que estableció en su Considerando Décimo Primero lo siguiente:

> ...
> *El Acuerdo a que hace referencia el Resultando Octavo de la presente Resolución* ***tiene por objeto establecer la medición, determinación o en su caso, asignación del volumen, calidad y precios de los Hidrocarburos provenientes del Área Contractual****. Dicho Acuerdo se llevará a cabo conforme a la Metodología aprobada por la Comisión, señalada en el Considerando NOVENO de la presente Resolución.*
> ...
>
> ***[Énfasis añadido]***

Aunado a lo anterior, en atención al acuerdo propuesto por el Contratista, la Comisión determinó en los resolutivos primero y segundo la antes citada Resolución **CNH.E.33.009/16** lo siguiente:

> *"PRIMERO.- Se da por atendido el requerimiento de actualización de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos* ***que forman parte de los Mecanismos de Medición****...*
> *SEGUNDO.- Se aprueba la Medición de los Hidrocarburos así como el punto de Medición provisional para el Área Contractual propuesta por el Contratista..."*
>
> ***[Énfasis añadido]***

En este sentido, se advierte que, al amparo de dicha Resolución, los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos forman parte de los Mecanismos de Medición, motivo por el cual el Contratista cuenta con los elementos para cumplir con el objetivo de los Mecanismos de Medición, es decir, determinar el volumen y la calidad de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual, en términos de la Medición de los Hidrocarburos y el Punto de Medición provisional aprobados en la Resolución en comento.

En consecuencia, y tomando en consideración la etapa actual del Área Contractual, resulta técnica y jurídicamente viable que los Contratistas continúen llevando a cabo la Medición de los Hidrocarburos y considerar el Punto de Medición provisional, en los términos precisados en la **CNH.E.33.009/16.**

Lo anterior, toda vez que la Comisión facultó al Contratista para seguir operando al amparo de los procedimientos de entrega y recepción aprobados mediante Resolución **CNH.E.33.009/16,** mismos que forman parte de los Mecanismos de Medición y con los cuales podrá dar cumplimiento a dichos mecanismos, toda vez que cuenta con los elementos suficientes para determinar el volumen y la calidad de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual; todo ello sin perjuicio de la obligación del Contratista respecto de presentar los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición conforme a lo señalado en el presente numeral.

En este orden de ideas, una vez que se concluya el Periodo de Evaluación y se obtengan los resultados de las actividades realizadas durante dicho periodo, el Contratista deberá modificar su Plan de Desarrollo para la Extracción, con el fin de proponer los mecanismos de medición a implementarse a largo plazo en el Área Contractual. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Planes.

QUINTO.- Toda vez que el Plan de Desarrollo para la Extracción da continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional, resulta procedente que a partir de la aprobación del Plan materia de la presente, se deje sin efectos el Plan Provisional referido en el Resultando QUINTO de la presente Resolución.

SEXTO.- 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 del Plan de desarrollo para la Extracción materia de la presente Resolución, sin perjuicio de la obligación del Contratista de cumplir con la demás normatividad aplicable por otras autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el citado Plan.

SÉPTIMO. - Que mediante oficio UCN.430.2017.0084, recibido en la Comisión el 29 de marzo de 2017, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional presentado por el Contratista. Dicho

programa se considera una obligación del Contratista y formará parte integrante del Contrato, en términos de lo establecido en la Cláusula 18.3 y el numeral 9 del Anexo 9 del Contrato.

OCTAVO. - Que la propuesta presentada por el Contratista en materia de transferencia de tecnología, se advierte que 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 9 del Anexo 9 del Contrato.

NOVENO. - Que la supervisión de las actividades previstas en el Plan de desarrollo para la Extracción materia de la presente Resolución, se llevará a cabo en términos del apartado V del Dictamen.

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 Desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista, en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A12/2015, 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 Noveno de la presente Resolución.

TERCERO.- Dejar sin efectos el Plan Provisional aprobado mediante Resolución CNH.04.010/16 y aprobar que el Contratista lleve a cabo la Medición de los Hidrocarburos en los términos precisados en la Resolución CNH.E.33.009/16 conforme al Considerando Cuarto de la presente Resolución.

CUARTO.- Autorizar que el Contratista utilice los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras hasta por 7.524 mmpc mensuales, los cuales podrán ser utilizados como combustible o para inyección o levantamiento neumático, en términos de la cláusula 14.1 del Contrato y el Considerando Cuarto de la presente Resolución.

QUINTO. - Considerar a las actividades presentadas en materia de Contenido Nacional y transferencia de tecnología, parte integrante del Contrato, en términos de los Considerandos Séptimo y Octavo de la presente Resolución.

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

SÉPTIMO. - 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.

OCTAVO. - Inscribir la presente Resolución CNH.E.11.007/17 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 6 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-A12/2015

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo del Área Contractual 12, *Mareógrafo*

Contratista: GRUPO MAREÓGRAFO S.A. DE C.V.

Abril 2017

Contenido

CONTENIDO 2
I. INTRODUCCIÓN 3
II. GENERALIDADES DEL CONTRATO 7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN 8
IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN 10
V. MECANISMOS PARA LA REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA 20
VI. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 26
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL 27
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN 28

RC

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 (en lo sucesivo, DOF) la Tercera Convocatoria CNH-R01-C03/2015 del proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veinticinco Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V, resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 12, con un Valor de la Regalía Adicional del 34.25% y 100% de incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (*PMT*).

En consecuencia, el 24 de diciembre de 2015 la Comisión publicó en el DOF el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, en el cual resolvió adjudicar el Contrato correspondiente al Área Contractual número 5 al Licitante Consorcio Manufacturero Mexicano, S.A. de C.V. Finalmente, la Comisión y el Contratista Grupo Mareógrafo S.A. de C.V. (*Contratista o Grupo Mareógrafo)*, formalizaron el 10 de mayo de 2016 (*Fecha Efectiva*), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A12/2015 (*Contrato*).

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

> ***"Plan de Desarrollo"*** *significa el plan de desarrollo óptimo para la Extracción que contiene un programa de tiempos que especifica las Actividades Petroleras en el Área Contractual, para lograr la Producción Comercial Regular o incrementar la producción de Hidrocarburos, incluyendo cualquier programa de Recuperación Avanzada.*

A su vez, la cláusula 5.3 del Contrato establece de manera textual lo siguiente:

> ***"5.3 Plan de Desarrollo.*** *En caso que en el Área Contractual se encuentren Campos en producción a la fecha ele adjudicación del presente Contrato, el Contratista tendrá la obligación ele presentar un Plan de Desarrollo dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, para dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional. En caso de las Áreas de Evaluación, el Plan de Desarrollo deberá ser presentado dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Notificación ele Continuación de Actividades."*

En cumplimiento a la Cláusula 5.3 del Contrato, el 7 de septiembre de 2016 el Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Desarrollo (*Plan*) asociado al Contrato.

El 13 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (*Lineamientos*).

RC

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 Desarrollo derivados de los Contratos suscritos como resultado de la licitación CNH-R01-L03/2015. Del contenido de dicha resolución, se advierte lo siguiente:

> *Que la presentación de los Planes de Desarrollo respecto de campos en producción a los que se refiere la presente Resolución, es una obligación contractual referida en la cláusula 5.3 del Contrato. Conforme a dicha cláusula, el objeto de dichos Planes de Desarrollo es dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional.*
>
> *De conformidad al tercer párrafo de la cláusula 5.3 referida, "El Plan de Desarrollo deberá: (i) contemplar una parte o la totalidad del Área Contractual; (ii) incluir por lo menos la información requerida conforme al Anexo 9; (iii) prever la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo factor de recuperación final de las Reservas, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y diseñarse de tal forma que permita la optimización del beneficio económico de los Campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión, así como (iv) contar con el programa de aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos. La CNH otorgará o negará su aprobación a la propuesta de Plan de Desarrollo 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..."*
>
> *Por su parte, los Lineamientos establecen en sus artículos 19, 20 y 25, en relación con el Anexo II, diversos requisitos que deberán cumplir los Planes de Desarrollo para su evaluación por parte de la Comisión.*
>
> *Tomando en cuenta el ciclo de vida de un campo petrolero, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, realizó un análisis de la aplicabilidad de los elementos previstos en los Lineamientos y el Contrato, atendiendo a la situación operativa actual de las áreas contractuales, así como de los alcances del Plan de Desarrollo previsto en el primer párrafo de la cláusula 5.3 de los Contratos, observando lo señalado en el Memo 252.088/2016 emitido con fecha 6 de octubre de 2016 por esa Dirección, como sigue:*
>
> 1. *Para que los Contratistas estén en aptitud de diseñar un Plan de Desarrollo acorde con los Lineamientos y el Contrato, atendiendo a la complejidad de cada una de las Áreas Contractuales, se requiere de diversa información técnica (Yacimientos, Pozos e*

RC

Instalaciones), tanto en cantidad como en calidad, la cual, conforme a la práctica internacional deriva de los resultados que se obtengan del Periodo de Evaluación.

2. *Conforme a las obligaciones establecidas en el Contrato, los Contratistas presentaron un Plan de Desarrollo, para aquellos campos que se encontraban en producción a la fecha de adjudicación del Contrato, sin contar con la información necesaria debido a que aún se encuentran en etapa de Evaluación y el Plan de Evaluación, que permitirá a los Contratistas determinar los límites, caracterización y capacidad de producción del o los Campos, está en proceso de aprobación de la Comisión.*

En este sentido, se advierte que actualmente los Contratistas que cuentan dentro de sus Áreas Contractuales con campos en producción carecen de la información técnica y económica necesaria para elaborar un Plan de Desarrollo que considere la totalidad de las Actividades Petroleras a desarrollar en el Área Contractual durante el Período de Desarrollo, que cumpla en su integridad con los requisitos establecidos en los Lineamientos, toda vez que los mismos regulan un Plan de Desarrollo que parte de la información que en su caso derive de la Evaluación de la respectiva Área Contractual.

Por lo anterior, se advierte que el objetivo del Plan de Desarrollo previsto en los Contratos es garantizar la continuidad de la producción, por lo que, una vez que el Contratista concluya el Periodo de Evaluación y las Actividades Petroleras previstas en el Plan de Evaluación, que serán evaluadas y en su caso aprobadas por esta Comisión conforme a lo señalado en el Considerando anterior, el Contratista deberá presentar una modificación para actualizar su Plan de Desarrollo, acorde a los Lineamientos.

De acuerdo con el artículo 7 de los Lineamientos, la Comisión realizará la evaluación de las propuestas de los Planes presentados por los Operadores Petroleros, procurando el mayor beneficio para México, a través de la maximización del valor de los hidrocarburos. Lo anterior, en términos del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 44 de la Ley de Hidrocarburos, que establecen los siguientes principios:

- 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.
- La observancia de las mejores prácticas de la industria para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación de Reservas y la delimitación del área sujeta a la Asignación o al Contrato para la Exploración y Extracción.

RC

- La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento del Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción 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 el presente Dictamen Técnico.

RC

II. Generalidades del Contrato

El Contrato CNH-R01-L03-A12/2015 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, Grupo Mareógrafo 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, 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.

Grupo Mareógrafo, 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 Juan Rogelio Rodríguez Velázquez, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 34,783, Folio Mercantil Electrónico N-2016003739, otorgada ante la Fe del Notario Público No. 22 de la Demarcación Notarial de Querétaro, Querétaro, Lic. Jorge García Ramírez, de fecha 9 de febrero de 2016.

Conforme la Cláusula 5.3 del Contrato, debido a que el Área Contractual cuenta con un campo en producción a la fecha de adjudicación del Contrato, el Contratista tiene un plazo de ciento veinte (120) días naturales (Días) siguientes a la Fecha Efectiva, dentro del cual deberá presentar a la CNH para su aprobación un Plan de Desarrollo para la Extracción. El Plan podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en la Resolución.

Por su parte, la Comisión la CNH resolverá sobre los Planes presentados, en un plazo que no excederá ciento veinte (120) días a partir de que reciba la información necesaria en los términos establecidos por los Lineamientos.

RC

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

A través del escrito S/N, con fecha del 7 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Desarrollo del Área Contractual 12, *Mareógrafo* a la Comisión.

Posteriormente, el 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió el Plan a la Agencia de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos,(*Agencia*) y a la Secretaría de Economía (*SE*) a través de los oficios 220.1994/2016 y 220.1993/2016, respectivamente, para que dichas instituciones se pronunciaran en el ámbito de sus atribuciones respecto de la documentación faltante y/o inconsistencias que el Contratista debía subsanar, con el fin de los análisis correspondientes de cada dependencia.

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016 de fecha 23 de septiembre de 2016, la ASEA notificó que el Contratista no cuenta con opinión favorable sobre la propuesta del Programa de Implementación, asociado al Plan provisional del Área Contractual, y además no cuenta con el Registro de la Conformación de su Sistema de Administración ni la Constancia Única de Registro de Regulado.

Por otra parte, mediante el oficio UCN.430.2016.0148 de fecha 23 de septiembre de 2016, la SE emitió los faltantes de información respecto del Plan presentado por el Contratista.

El 23 de septiembre de 2016, la Comisión emitió el oficio 220.2052/2016 mediante el cual notifica al Contratista sobre la ampliación de 8 (ocho) días hábiles al plazo original para prevenir respecto a la suficiencia documental del Plan presentado.

A través del oficio 220.2135/2016 de fecha 10 de octubre, la Comisión hizo del conocimiento del Contratista la Resolución CNH.E.54.001/2016 por la que la CNH emite criterios aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2016. En la misma fecha, por medio del oficio 250.068/2016, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan.

A través del Oficio No. 250.107/2016 de fecha 25 de octubre de 2016, la Comisión remitió al Contratista diversos alcances referentes a la prevención mencionada.

El 15 de noviembre de 2016, por medio del escrito MAR-CNH-UTE-003/2016 el Contratista presentó a la Comisión la atención a la prevención, así como a los diversos alcances e información sobre el Plan.

La información recibida 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.430.2016.0186 de fecha 1 de diciembre de 2016, en el cual determina que el Contratista presentó la información suficiente para iniciar la evaluación de los programas de cumplimiento de contenido nacional.

Mediante oficio 250.183/2016 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.

RC

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

A través del oficio 250.0058/2017 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 22 de febrero de 2017.

Por medio del oficio 260.049/2017 de fecha 3 de febrero de 2017, la Comisión solicita a la Agencia información respecto del estado actual que guardan los trámites que deben realizar ante dicha dependencia diversos Contratistas, entre los que se encuentra Grupo Mareógrafo.

Como resultado de la reunión mencionada, por medio del oficio MAR-CNH-DGDE-002/2017 de fecha 7 de marzo de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo mencionada.

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

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

Respuesta a solicitud anterior, la SE emitió la opinión respecto del Contenido Nacional mediante oficio UCN.430.2017/0084 de fecha 29 de marzo 2017.

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.

Finalmente, a través del Memorándum 253.042/2017 de fecha 29 de marzo de 2017, la Dirección General de Medición, emitió el volumen de autoconsumo máximo autorizados para el Área Contractual.

RC

a. Datos generales del Área Contractual

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

Concepto	
Nombre	Área Contractual 12, Mareógrafo
Estado y municipio	China, Nuevo León
Área contractual	29.846 km^2
Profundidad para extracción	Sin Restricción
Profundidad para exploración	Sin Restricciones
Yacimientos y/o campos	Paleoceno Midway-18, 17 y 19
Colindancias	Colinda con el Campo China (al Norte), Calibrador (al Sur), Campo Duna (al Oeste) y el Campo Benavides-Primavera (al Este)

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

b. Objetivo

El Plan presentado por el Contratista, por un tiempo de 24 meses, tiene por objetivo dar continuidad a las actividades de extracción previstas en el Plan Provisional aprobado para esta área contractual se concluye el periodo de Evaluación, tendrá una vigencia de dos años a partir de la fecha del vencimiento del Plan Provisional y de acuerdo a la proyección operativa y del comportamiento de la tasa de producción de los pozos atendidos en el Plan de Provisional.

c. Alcance

El Contratista estima obtener acumular un volumen de 1.169 mmmpc de gas, derivados de la continuidad de la producción base que tiene el Área Contractual. Adicionalmente, de resultar exitosas actividades del Plan de Evaluación estima que el volumen incremental a producir será 0.694 mmpc de gas, en los 2 años, y así alcanzar un volumen de producción total de 1.2384 mmmpc de gas.

El Contratista contempla: dar continuidad operativa a 7 pozos; realizar inspecciones y dar mantenimiento a árboles de producción; inspeccionar y dar mantenimientos a ductos; evaluar, optimizar o sustituir sistemas artificiales de producción.

En este Plan se estima una inversión y gastos de operación, mantenimiento y reparación de $1,550,887371 USD en el primer año y de $1,467,844.13 USD en el segundo año.

d. Actividades del Plan

El Contratista presentó la propuesta la ejecución de las actividades mensuales relacionadas con Plan en el Área Contractual, de acuerdo con las Tablas 2. Las actividades tienen como objetivo garantizar la continuidad operativa del Área Contractual, evitar tazas de declinación excesivas

Actividad Producción

Sub Actividad	Sub 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	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24
Pruebas de Producción																									
	Ecómetro	0	5	12	8	4	15	0	10	12	7	0	20	0	5	16	8	0	15	0	14	12	3	0	20
	RPFF	0	0	0	0	0	0	6	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	3	0	0	0
	Medicón bifásica	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	Registro de presión-producción	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0
Intervención de pozos																									
	Monitoreo de pozos	279	270	279	279	270	279	270	279	279	252	279	270	279	270	279	279	270	279	270	279	279	252	279	270
	Inducción mecánica	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Equipamiento de pozos																									
	Instalación de válvula motora	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Instalación de tubería capilar	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantimiento instalaciones																									
	Inspecciones visuales	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
	Estudio de Integridad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Mantenimiento preventivo	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Mantenimiento integral	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Corrección de anomalías y hallazgos	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0
	Logística	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
	Mantto. a localizaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	Mantto. a caminos	0	0	[illegible]	0	0	0	0	0	2	3	1	2	5	4	0	0	0	0	0	0	2	1	1	2
	Rehabilitación y/o sustituciones de obras complementarias	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
	Mantto. dinámico	0	1	1	3	0	5	1	2	0	1	1	7	0	1	1	3	0	4	2	2	0	1	1	6
Mantenimiento ductos																									
	Estudios de evaluación de riesgos	0	3	3	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Inspección visual nivel I en ductos	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0
	Suministro de juego válvula lanzadora-receptora	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Fabricación 1 juego de bypass	0	0	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Limpieza de LDD y GSD	0	0	0	2	2	2	2	2	1	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	[illegible]
	Protección catódica	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0	18	18	0
	Protección interior	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Mantenimiento al DDV	3	2	2	2	3	2	5	3	3	3	5	3	3	2	2	2	3	2	5	3	3	3	5	3
	Mantenimiento a instalaciones	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0	1
	Atención a fugas	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	1	0	0

Tabla2.- Tareas en la Actividad Producción (Fuente: Contratista)

Toma de Información y Estudios

El contratista menciona que el Plan está enfocado en dar continuidad operativa asegurando la productividad por pozo mediante la toma de información continua, mencionando que las actividades serán las que a continuación se mencionan:

- Registros acústicos (Ecómetro)
- Registro de presión de fondo cerrado o fluyendo (RPFC/RPFF)

- Medición con equipo bifásico.
- Pruebas de potencial.
- Registros de presión-producción.

En resumen, la captura de información le permitirá al Contratista:

- Ajustar el balance de producción
- Optimizar pozos dentro Área Contractual Mareógrafo e incrementar del factor de recuperación actual.
- Capturar la información actualizada para dar continuidad a los modelos estático y dinámico generados y/o actualizados durante el plan de evaluación, que permitan generar estrategias confiables para el desarrollo futuro del Área Contractual Mareógrafo.
- Asegurar la continuidad operativa y la productividad del Área Contractual Mareógrafo.

e. Pronóstico de producción

El Campo Mareógrafo produce gas no asociado sin reporte de condensados.

En la Tabla 3 y las Fig. 1 se muestra el pronóstico de producción de gas del Área Contractual, separado por producción base, referida a la continuidad operativa, y producción de las actividades de Evaluación. Esta última, estará sujeta al éxito de las actividades contempladas en el Plan de Evaluación. Se puede observar que la expectativa de producción gracias a las actividades de Evaluación se encuentra entre 3.5 mmpcd y 6.6 mmpcd en el pico de producción durante los 24 meses de ejecución del Plan.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (mmpcd)	2.249	2.179	2.11	2.047	1.984	1.923	1.864	1.808	1.753	1.7	1.62	1.572
Act. Evaluación (mmpcd)								3.5	3.344	6.696	6.398	6.113
Total (mmpcd)	2.249	2.179	2.11	2.047	1.984	1.923	1.864	5.308	5.097	8.396	8.018	7.685

Perfil	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Base (mmpcd)	1.525	1.48	1.436	1.393	1.352	1.313	1.274	1.237	1.201	1.167	1.133	1.101
Act. Evaluación (mmpcd)	5.841	5.581	5.333	5.096	4.869	4.653	4.446	4.248	4.103	3.964	3.874	3.785
Total (mmpcd)	7.366	7.061	6.769	6.489	6.222	5.965	5.72	5.485	5.305	5.13	5.007	4.886

Tabla 3. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

RC

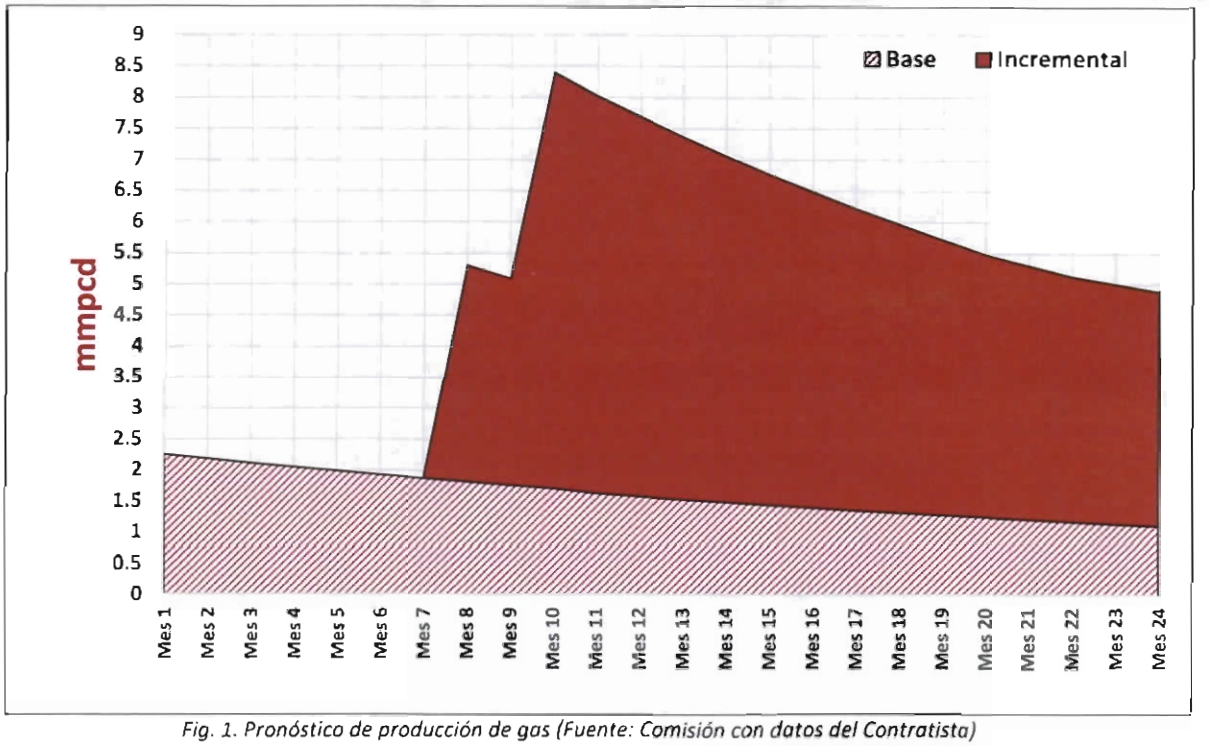


Fig. 1. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Los datos anteriores hacen referencia a los gastos totales esperados por mes, en los 24 meses de la vigencia del Plan. El volumen a recuperar asociado a la continuidad operativa y de producción (producción base) es de 1.152 mmmpc de gas, mientras que el volumen a recuperar asociado a las actividades del plan de evaluación (producción incremental) en caso de resultar exitosas sería de 2.455 mmmpc. Los volúmenes a recuperar presentados por el operador presentan coherencia con los volúmenes remanentes de los yacimientos.

El equipo técnico evalúo que la tecnología y el plan de producción propuesto por el Contratista permita maximizar el factor de recuperación. Para efecto de dicha evaluación, se consideró lo siguiente:

a. El Plan de Desarrollo fue contiene un perfil de producción para un periodo de 24 meses, toda vez que, de conformidad con la cláusula 5.3 del Contrato establece que *"En caso que en el Área Contractual se encuentren Campos en producción a la fecha de adjudicación del presente Contrato, el Contratista tendrá la obligación de presentar un Pla de Desarrollo dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, para dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional"*; así como se advierte del contenido de la Resolución que, una vez concluido el Periodo de Evaluación, el Contratista debe presentar una actualización de dicho Plan, considerando un pronóstico de producción a largo plazo..
b. Si bien el Contratista cuenta con información general respecto de las características de producción del Área Contractual, éstas podrán sufrir variaciones en virtud de los resultados obtenidos de las actividades a desarrollar al amparo del Plan de Evaluación que el Contratista llevará a cabo.

En este sentido, atendiendo al periodo de producción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor

de recuperación de gas en un 1.3%. Dicho incremento se determinó tomando en consideración los volúmenes a recuperar que plantea el Contratista por medio de la ejecución del Plan y las cifras oficiales de volumen original de hidrocarburos al 1 de enero de 2016 publicadas por esta Comisión.

Cabe hacer mención que el cálculo del incremento en el factor de recuperación es de referencia, dado que el volumen original utilizado corresponde a la cifra que, en su momento, determinó el operador anterior y que el perfil de la producción presentado por el Contratista tiene como objeto dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional. En este sentido, atendiendo a las consideraciones referidas, la tecnología y el plan de producción que permita la maximización del factor de recuperación podrá ser distintos a la luz de la modificación del Plan de Desarrollo que presente el Contratista en cumplimiento a la Resolución, tomando en consideración las estimaciones volumétricas y estimaciones del factor de recuperación que deriven de los resultados obtenidos de las actividades que ejecute el Contratista en el Periodo de Evaluación

f. Inversiones y gastos de operación

Durante los 24 meses de duración del Plan de Desarrollo, las actividades contenidas en el mismo tienen como objetivo mantener en operación eficiente, rentable y segura la producción de los pozos petroleros presentes en el campo Mareógrafo, que operan en los yacimientos Paleoceno Midway-17 y Paleoceno Midway-18.

La estimación de los costos fue realizada con base en las siguientes premisas:

- ✓ Volumen a recuperar de 1.169 de mmmpc de gas durante la vigencia del Plan de Desarrollo
- ✓ Tipo de cambio de 19.9957 MXN/USD
- ✓ Las inversiones y gastos contemplados fueron calculados de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y diseñados de tal forma que permitan la optimización del beneficio económico del campo.
- ✓ Los costos presentados se enfocaron en la implementación de las siguientes actividades:
    - Inspeccionar y dar mantenimiento a 10 árboles de pozos petroleros
    - Dar mantenimiento a 18 km de caminos diversos
    - Inspeccionar 33 km de ductos de diversos diámetros
    - Dar mantenimiento menor a 33 km de ductos

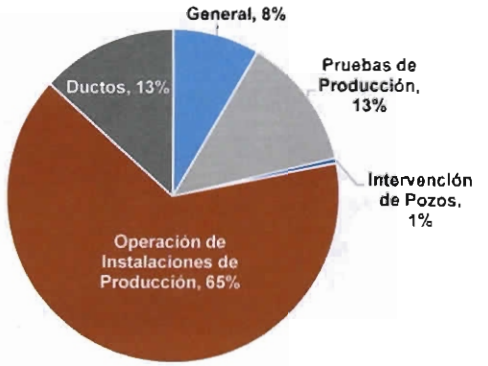
    Al concluir el Periodo de Evaluación se presentará una modificación para actualizar el Plan de Desarrollo acorde a los resultados obtenidos y derivados durante el periodo mencionado.

Al concluir el Periodo de Evaluación se presentará una modificación para actualizar el Plan de Desarrollo acorde a los resultados obtenidos y derivados durante el periodo mencionado.

Actividad Producción

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Producción* del Plan de Desarrollo se observa en la Fig.2:

RC



$ 3,018,732 (Monto en dólares de Estados Unidos)
Fig. 2. Distribución del Presupuesto Plan de Desarrollo, Actividad Producción por Sub-actividad
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 4 se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Desarrollo correspondientes a la Actividad *Producción*.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
General		**254,931**
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	254,931
Pruebas de Producción		**388,680**
	Equipamiento de Pozos.	67,648
	Realización de pruebas de producción.	321,032
Intervención de Pozos		**3,800**
	Otras intervenciones específicas en Pozos.	3,800
Operación de instalaciones de Producción		**1,954,804**
	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	725,730
	Operación de las instalaciones de producción.	1,229,074
Ductos		**416,517**
	Mantenimiento de ductos.	416,517
Total		**3,018,732**[1]

Tabla 4[2]. Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad Producción del Contrato CNH-R01-L03-A12/2015
(Montos en dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

[1] En el Presupuesto del Plan de Desarrollo las Sub-actividades *Ductos, Operación de Instalaciones de Producción* y *Pruebas de Producción* coinciden en términos totales.
[2] Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

RC

Del análisis realizado, se observa que como parte del Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista fue entregado el Presupuesto que detalla los costos asociados a cada una de las operaciones programadas dentro del Plan de Desarrollo, de acuerdo a las Cláusulas 5 y 10.2 del Contrato.

g. Mecanismos de medición

El Contratista presentó una propuesta conceptual respecto a los Mecanismos de Medición, la cual contempla diversas acciones generales que tienen por objeto prever la medición de los hidrocarburos cuando se tenga información técnica y económica suficiente para el diseño de los mismos, la cual se describe a continuación:

Dentro de las instalaciones de la estación, se encuentra el punto de medición actualmente aprobado, operado por Pemex Exploración y Producción con la cual tiene un acuerdo de medición hasta que la Contratista cuente con su propia medición.

La Fig. 3 muestra el proceso de recolección del hidrocarburo producido en Mareógrafo.

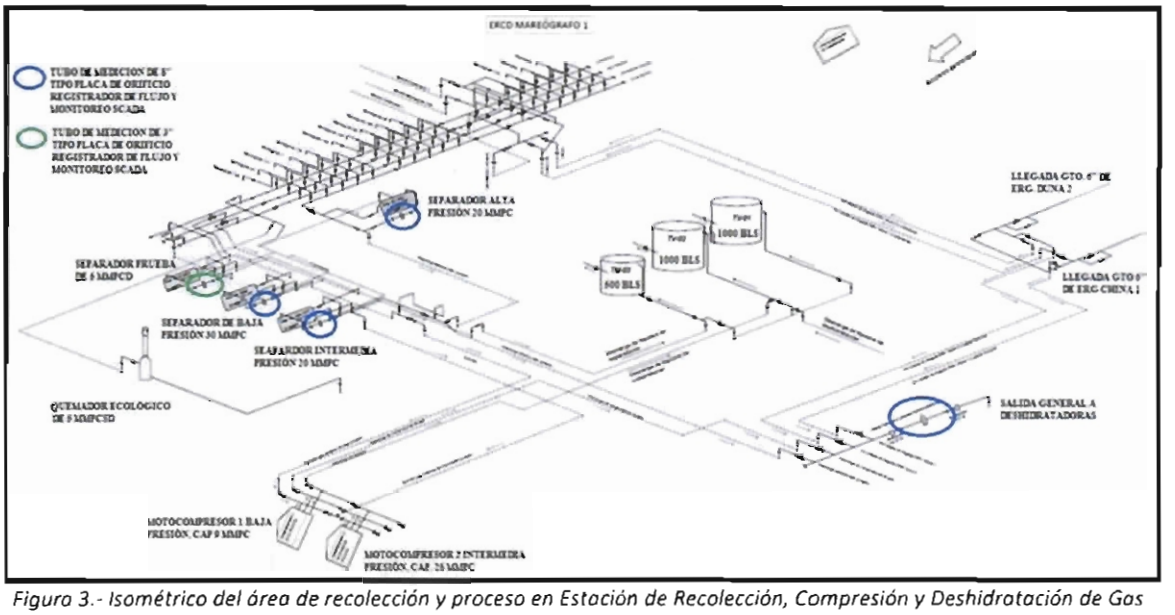


Figura 3.- Isométrico del área de recolección y proceso en Estación de Recolección, Compresión y Deshidratación de Gas Mareógrafo 1 (Fuente: El Contratista)

Ahora bien, para la evaluación de los Mecanismos de Medición se tomó en consideración que el Contratista no cuenta completamente con información técnica y económica necesaria para elaborar un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo que considere la totalidad de las Actividades Petroleras a desarrollar durante el Periodo de Desarrollo. Adicionalmente, se observa lo siguiente:

Conforme al artículo 3, fracción XXV, de los Lineamientos de Medición, se desprende que los Mecanismos de Medición son un conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y sistemas de medición para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos.

Para efecto de estar en posibilidad de determinar técnicamente dichas competencias técnicas, estándares, procedimientos y sistemas de medición para el desarrollo del Área Contractual no solo

para dar continuidad operativa a la producción sino a lo largo del ciclo de vida del campo, es imperante tener certidumbre del Potencial Petrolero y las características de Producción del Área Contractual, en términos de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir, lo cual se obtiene durante el Periodo de Evaluación, tal y como se señala a continuación:

a. Sistemas de Medición. Para la selección de los Sistemas de Medición (equipos instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida), se debe tomar en consideración el tipo y las características del fluido, los volúmenes a manejar y las condiciones operativas a las que estarán sometidos, tal y como se señala en los artículos 7, fracción II y 14 de los Lineamientos de Medición.

En este sentido, el Contratista tendrá certidumbre respecto de la información técnica necesaria para la correcta selección de los Sistemas de Medición con base en los resultados obtenidos de la perforación de pozo, reparación menor, actualización de los modelos estático y dinámico, pruebas de presión y producción, análisis PVT (presión, volumen y temperatura), análisis de agua de formación, estudio de núcleos, registros geofísicos, interpretación sísmica 3D y demás actividades a desarrollar durante el Periodo de Evaluación.

b. Estándares y Procedimientos. Los estándares se refieren a la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los Lineamientos de Medición, los cuales regulan el diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los Mecanismos de Medición

Por su parte, los Procedimientos se refieren a los protocolos, guías, instructivos, criterios, métodos de trabajo o manuales que sean necesarios para la correcta Medición de los Hidrocarburos.

Dichos estándares y Procedimientos son aplicables en razón del tipo, volumen y características del fluido, condiciones de presión y temperatura, así como los Sistemas de Medición ya definidos por el Contratista. Considerando lo expuesto en el inciso a. anterior, si el Contratista no está en posibilidad de diseñar con certidumbre los sistemas de medición, tampoco podría estarlo para el establecimiento de los estándares y procedimientos, ya que los mismos dependen de los Sistemas de Medición diseñados o seleccionados.

c. Competencias técnicas. El personal del operador petrolero involucrado en la Medición de los Hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus funciones en materia de Medición.

Dichas competencias deberán ser acordes al tipo de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida a instalar como parte de los Sistemas de Medición; asimismo, deberá contar con los conocimientos y en su caso certificaciones respecto de los Estándares y Procedimientos aplicables para operar los Mecanismos de Medición.

Considerando lo expuesto en el inciso a. anterior, si el Contratista no está en posibilidad de diseñar con certidumbre los sistemas de medición, tampoco podría establecer las competencias técnicas del personal que estaría encargado del manejo de los sistemas, ya que dichas competencias dependen de los Sistemas de Medición diseñados o seleccionados.

Cabe señalar que, sí bien el contratista cuenta con información general respecto de las características de producción del Área Contractual, se debe considerar que ésta podría sufrir variaciones en virtud de

RC

los resultados obtenidos de las actividades de perforación de pozos, reparaciones menores y toma de información que se lleven a cabo a lo largo del Periodo de Evaluación conforme al Plan respectivo.

Aunado a lo anterior, y considerando la complejidad técnica, estudios de campo y la evaluación económica que deberá llevar a cabo el Contratista para efecto de la definición, instalación e implementación de los Mecanismos de Medición, se considera técnicamente razonable que se lleve a cabo con la mayor información disponible y actualizada, considerando las actividades a realizarse en el Periodo de Evaluación.

Es decir, es hasta que concluya el Periodo de Evaluación que se contará con los elementos suficientes para definir los Mecanismos de Medición al amparo de un Plan de Desarrollo para la Extracción a largo plazo, por lo que el Contratista deberá presentar en la actualización a su Plan de Desarrollo, los Mecanismos que cumplan con todos los requerimientos establecidos en los Lineamientos de Medición.

Por lo anteriormente expuesto, en términos del contenido del Dictamen, se observa una imposibilidad técnica por parte del Contratista para seleccionar de manera idónea los mecanismos de Medición conforme a los requerimientos establecidos en los Lineamientos de Medición, por lo que resulta técnicamente viable que dichos Mecanismos de Medición sean definidos una vez que concluya el Periodo de Evaluación, con el objeto de que durante dicho periodo se genere o adquiera la información técnica necesaria para su diseño y posteriormente se presenten a la Comisión para su evaluación al momento de que el Contratista remita la actualización respectiva del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Ahora bien, para efecto de medir y estar en posibilidad de determinar el volumen y la calidad de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual, resulta técnicamente viable que los Contratistas continúen llevando a cabo la Medición de los Hidrocarburos y considerar el Punto de Medición provisional, en los términos precisados en la Resolución CNH.E.33.09 /16.

h. Comercialización de hidrocarburos

Dentro de las instalaciones de la estación antes citada se encuentra ubicado el punto de medición actualmente aprobado, el cual, es conveniente mencionar que actualmente se encuentra operado por Pemex Exploración y Producción, empresa con la que se tiene un acuerdo de medición, hasta en tanto el Grupo Mareógrafo S.A. de C.V cuente con su propia medición.

i. 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. Por lo anterior, y dado que el Área Contractual es productora de gas natural no asociado, las Disposiciones mencionadas no son aplicables, sin embargo, el incentivo para este tipo de proyecto es llegar a aprovechar el 100% de la producción.

Sin menoscabo de lo anterior, el Contratista presentó el estimado de gas de autoconsumo dentro del Área Contractual, en cumplimiento con la cláusula 14.1 del Contrato. Dichos autoconsumos se observan en la Tabla 5.

RC

TABLA DE AUTOCONSUMO				
CONCEPTO	EQUIPO	CANTIDAD	CONSUMO DIARIO POR EQUIPO	CONSUMO MENSUAL (mmpcd)
GAS COMBUSTIBLE	MOTOCOMPRESOR	2	0.1100	0.2200
	TERMOGENERADOR	1	0.0100	0.0100
GAS DE OPERACION	DESHIDRATADORA	1	0.015	0.0150
	CAPILAR (BOMBA TEX-STEAM)	1	0.004	0.0040
	VALVULA MOTORA	1	0.0002	0.0002
	LANZABARRAS	4	0.0004	0.0016
GAS QUEMADO	QUEMADOR ECOLOGICO	1	0.0000	0.0000
	TIRO DE VENTEO	1	0.0000	0.0000
			TOTAL	**0.2508**

Tabla 5. Autoconsumos considerados en el Área Contractual (Fuente: Contratista).

RC

V. Mecanismos para la revisión de la Eficiencia Operativa

A continuación, se muestran los indicadores clave de desempeño que el Contratista presentó asociados a las actividades a realizar en este Plan, de acuerdo al apartado 2, numeral II.9. Indicadores clave de desempeño en los Lineamientos, que se muestran en la Tabla 6:

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	$TP = \left(\frac{TPreal - TPplan}{TPplan}\right) * 100$	$TRP = \left(\frac{TRPreal - TRPplan}{TRPplan}\right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación - terminación de un pozo	Al finalizar la reparación - terminación de un pozo
Periodo de reporte a la comisión	Al finalizar la perforación - terminación de un pozo	Al finalizar la reparación - terminación de un pozo
Característica	Tiempo de éxito de perforación en la delimitación	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos delimitadores exitosos con respecto al número total de pozos delimitadores perforados. El éxito se considera cuando el pozo permite la delimitación de un yacimiento	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Formula o descripción del indicador	$TEPDI = \left(\frac{Pozos\ delimitadores\ exitosos}{Total\ de\ pozos\ delimitadores}\right) * 100$	$TEPD = \left(\frac{Pozos\ desarrollo\ exitosos}{Total\ de\ pozos\ desarrollo}\right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones mayores

Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Formula o descripción del indicador	$TER = \left(\frac{Reparaciones\ exitosas}{Total\ de\ reparaciones}\right) * 100$	$DRMA = \left(\frac{RMAreal - RMAplan}{RMAplan}\right) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Característica	**Pozos perforados**	**Terminación de pozos**
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados e el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	$DPP = \left(\frac{PPreal - PPplan}{PPAplan}\right) * 100$	$DTP = \left(\frac{TPreal - TPplan}{TPplan}\right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

Característica	**Producción**	**Gasto de operación**
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	$DPA = \left(\frac{PAreal - PAplan}{PAplan}\right) * 100$	$DGO = \left(\frac{GOreal - GOplan}{GOplan}\right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	**Desarrollo de reservas**	**Inyección de fluido**

RC

Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programa en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del volumen inyectado real de fluidos (como nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono, vapor, surfactante o agua) con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	$DDR = \left(\frac{DRreal - DRplan}{DRplan}\right) * 100$	$DIF = \left(\frac{IFreal - IFplan}{IFplan}\right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
Característica	**Avance del proceso perforación fracturamiento**	**Productividad**
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre las actividades de perforación y fracturamiento reales con respecto a las planeadas en un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Formula o descripción del indicador	$DPF = \left(\frac{PFreal - PFplan}{PFplan}\right) * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual
Característica	**Producción acumulada post-fractura**	**Factor de recuperación**
Metas o parámetros de medición	Producción acumulada por pozo o grupo de pozos entre el total de pozos del grupo, en un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado
Unidad de medida	Miles de barriles (mb)	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	Producción acumulada por pozo o por grupo de pozos entre el total de pozos productores en el yacimiento	$DFR = \left(\frac{FRreal - FRplan}{FRplan}\right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral

RC

Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral
Caracteristica	**Contenido Nacional**	**Aprovechamiento de Gas Natural**
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	$DCN = \left(\frac{CNreal - CNplan}{CNplan}\right) * 100$	$DAGN = \left(\frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan}\right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Tabla 6. Indicadores de Gestión para el Plan de Desarrollo Área Contractual (Fuente: Contratista)

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, adicionalmente, la Comisión utilizará con el fin de dar seguimiento al Plan.

1. 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 las Tabla 7 para las Actividades de Producción.

Actividad Producción

Sub-actividad	Tarea	Año 1 USD	Año 2 USD	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
General	Gastos técnicos administrativos	$127,465.32	$127,465.32		
Pruebas de Producción	Equipamiento de Pozos	$67,648.00	$0.00		
	Realización de Pruebas de producción	$178,015.92	$143,015.96		
Intervención de pozos	Otras intervenciones especificas en pozos	$3,800.00	$0.00		
Operación de Instalaciones de Producción.	Mantenimiento de Instalaciones de Producción	$304,367.52	$421,362.21		
	Operación de Instalaciones de Producción	$613,866.30	$615,208.00		
Ductos	Mantenimiento de ductos	$255,724.61	$160,792.64		
	Total	$1,550,887.71	$1,467,844.13		

Tabla 7. Indicador de desempeño del programa de actividades en función de las actividades ejecutadas para la Actividad Producción (Fuente: Comisión).

2. Como parte del seguimiento que la Comisión le dará a la ejecución del Plan, se verificará la ejecución de las actividades respecto de las actividades contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 8.

SUB-ACTIVIDAD PETROLERA	SUB-TAREA	TOTAL	Actividades ejecutadas (actividad)	Indicador Programa de Actividades/ ejecutadas
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	ECÓMETRO	186		
	RPFF	18		
	MEDICIÓN BIFÁSICA	216		
	REGISTROS DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN	30		
INTERVENCIÓN DE POZOS	MONITOREO DE POZOS	6570		
	INDUCCIÓN MECÁNICA	1		
EQUIPAMIENTO DE POZOS	INSTALACIÓN DE VÁLVULA MOTORA	4		
	INSTALACIÓN DE TUBERÍA CAPILAR	1		
MANTENIMIENTO INSTALACIONES	INSPECCION VISUAL	4		
	ESTUDIOS DE INTEGRIDAD	1		
	MANTENIMIENTO PREVENTIVO	3		
	MANTENIMIENTO INTEGRAL	1		
	CORRECCION DE ANOMALIAS Y HALLAZGOS	7		
	LOGISTICA	96		
	MANTTO. A LOCALIZACIONES	10		
	MANTTO A CAMINOS	21		
	REHABILITACION Y/O SUSTITUCION DE OBRAS COMPLEMENTARIAS	8		
	MANTTO. DINAMICO	43		
MANTENIMIENTO DUCTOS	ESTUDIOS DE EVALUACIÓN DE RIESGO	13		
	INSPECCION VISUAL NIVEL 1 EN DUCTOS	285		
	SUMINISTRO DE JUEGO VALVULA LANZADORA-RECEPTORA	1		

RC

	FABRICACION 1 JUEGO DE BY PASS	16		
	LIMPIEZA DE LDD Y GSD	40		
	PROTECCION CATODICA	285		
	PROTECCION INTERIOR	34		
	MANTENIMIENTO AL DDV	71		
	MANTENIMIENTO A INSTALACIONES	8		
	ATECION A FUGAS	6		

Tabla 8. Indicador de desempeño del programa de actividades en función de las actividades ejecutadas para la Actividad Producción (Fuente: Comisión).

RC

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 del Anexo II de los Lineamientos.

En atención a lo anterior, la Agencia evaluó dicho Sistema de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017 del 10 de febrero de 2017, notificó que el Contratista ingresó la Solicitud de Autorización del Programa de Implementación el 31 de octubre de 2016, y cuya probable autorización se espera que sea en agosto del presente año.

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 9 del Anexo 9 del Contrato, así como al apartado VIII del Anexo II 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.430.2017.0084 de fecha 29 de marzo de 2017, notificó a esta Comisión, que es probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Desarrollo en 56.58% al Año 1 y en 59.24% al Año 2.

RC

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 Desarrollo 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 busca dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan provisional aprobado por la Comisión para el Área Contractual. Adicionalmente, se observa lo siguiente:

- El Plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción, complementadas por actividades de toma de información de los pozos, a fin de evaluar el comportamiento de la producción a partir de actividades operacionales y de mantenimiento de infraestructura superficial.

- En atención al plan de producción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor de recuperación de gas en un 1.3%, mientras que la maximización del factor de recuperación podrá ser distinta en términos del Plan de Desarrollo que presente el Contratista en cumplimiento a la Resolución.

- El Plan considera elevar el factor de recuperación a través de la ejecución de optimización de sistemas artificiales de producción en 4 pozos y de mantener la operación eficiente y rentable en 9 pozos actualmente en operación.

- De acuerdo al Plan, el Contratista busca obtener los datos y el conocimiento adecuado de los yacimientos para posteriormente definir los volúmenes en sito y recuperables, así como la presentación de un Plan de Desarrollo multianual que, en caso de ser aprobado, permitirá al Contratista comenzar con el proceso de cuantificación y certificación de reservas de la Nación con base en la normativa vigente.

- Del análisis realizado al Plan, el Contratista presentó tecnologías adecuadas para dar continuidad operativa y de producción al Área a través de registros de presión de fondo fluyendo, registros de presión-producción con medición bifásica; así como la identificación de pozos candidatos para la aplicación de las tecnologías apropiadas para la explotación del gas como barras espumantes o instalación de tubería capilar.

- El Contratista indica que dentro de las instalaciones de la estación de recolección Mareógrafo-I se encuentra ubicado el punto de medición actualmente aprobado; es operado por Pemex Exploración y Producción con la que se tiene acuerdo de medición hasta que contratista cuente con su propia medición.

- Considerando la complejidad técnica, estudios de campo y la evaluación económica que deberá llevar a cabo el Contratista para efecto de la definición, instalación e implementación de los Mecanismos de Medición, se considera técnicamente razonable que se lleve a cabo con la mayor información disponible y actualizada, considerando las actividades a realizarse en el Periodo de Evaluación.

RC

Es decir, es hasta que concluya el Periodo de Evaluación que se contará con los elementos suficientes para definir los Mecanismos de Medición al amparo de un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo, por lo que el Contratista deberá presentar en la actualización a su Plan de desarrollo, los Mecanismos que cumplan con todos los requerimientos establecidos en los Lineamientos de Medición.

En consecuencia, y tomando en consideración la etapa actual del Área Contractual, resulta técnicamente viable que los Contratistas continúen llevando a cabo la Medición de los Hidrocarburos y se considere el Punto de Medición provisional, en los términos precisados en la CNH.E.33.009/16 para efecto de llevar a cabo la medición de los hidrocarburos y estar en posibilidad de determinar el volumen y la calidad de los mismos

- El Contratista plantea un aprovechamiento tendiente al 100% del gas producido, lo que refleja el aprovechamiento del gas como principal producto dentro del Área Contractual. Además, se observó que resulta técnicamente viable que el Contratista utilice los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras hasta por 7.524 mmpc mensuales, los cuales podrán ser utilizados como combustible o para inyección o levantamiento neumático.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar en favor del Contratista, el Plan de Desarrollo presentado para el Área Contractual, relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A5/2015, con una vigencia de hasta 24 meses contados a partir de la aprobación del mismo, destacando que dicho Plan de Desarrollo deberá ser actualizado por el Contratista al concluir su periodo de Evaluación, de conformidad con lo establecido en la Resolución.

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 para la Extracción de Hidrocarburos suscrito entre la Comisión y el Contratista.

Elaboró:

ING. ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO

Director General Adjunto

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

Titula de la Unidad Técnica de Extracción