RESOLUCIÓN CNH.E.09.002/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR STRATA CPB, S. A. P. I. DE C. V, EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A5/2015 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 5, CAMPO CARRETAS.

RESULTANDO

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

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

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

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

QUINTO. – Que el 28 de abril de 2016, la Comisión aprobó la *Resolución CNH.04.005/16, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del proyecto de Plan Provisional propuesto para el Área Contractual número 5 correspondiente al Campo Carretas, 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 Strata CPB, S. A. P. I. de C. V. (en adelante, Contratista) suscribieron el Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 5, Campo Carretas (en adelante, Contrato).

SÉPTIMO- Que mediante escrito recibido en la Comisión el 7 de septiembre de 2016, el Contratista por conducto de su representante legal presentó su propuesta de Plan de Desarrollo en cumplimiento a la Cláusula 5.3 del Contrato. Lo anterior, para efectos de su aprobación por parte de la Comisión.

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 del 10 de octubre de 2016.

Derivado de la Resolución señalada en el párrafo anterior se emitieron los criterios generales que serán aplicables a la evaluación para la elaboración del dictamen técnico por el cual se analicen los Planes de Desarrollo derivados de los Contratos de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015, en términos del contenido de la cláusula 5.3 y el Anexo Único de los Criterios.

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 y solicitó que informara respecto de la documentación faltante y en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para la debida evaluación del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional.

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

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

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

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

DÉCIMO SEGUNDO. - Que mediante oficio 250.058/2016 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.

DÉCIMO TERCERO.- Que mediante oficio 250.100/2016 del 25 de octubre de 2016, la Comisión emitió un alcance respecto a la prevención referida en el Resultando anterior.

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

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

En respuesta, mediante oficio UCN.430.2016.0173 suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, recibido en la Comisión el 15 de noviembre de 2016, la Secretaría de Economía

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

DÉCIMO SEXTO. - Que mediante oficio 250.0153/2016 del 17 de noviembre de 2016, esta Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información, a fin de dar inicio al procedimiento de evaluación del proyecto de Plan de Desarrollo presentado por el Contratista, en términos de la Cláusula 5.3 del Contrato.

DÉCIMO SÉPTIMO. - Que según consta en el oficio 250.0024/2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo el día 27 del mismo mes y año, a fin de que éste aclarara diversa información presentada en relación a su Plan de desarrollo para la Extracción. Como resultado de la reunión de trabajo, el Contratista, a través del escrito SCM170029/A5/2017, presentó a la Comisión diversa información aclaratoria.

DÉCIMO OCTAVO. - Que mediante oficio 260.049/2017 del 3 de febrero de 2017, la Comisión solicitó a la Agencia que informara respecto del estado actual que guardan los trámites que 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 de 2017, la Agencia remitió un documento donde se desglosa el estado actual de los trámites de todos los Regulados relacionados con las Licitaciones, entre ellos, el correspondiente al Área Contractual 5.

DÉCIMO NOVENO.- Que derivado de la documentación referida 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, 30 y 34 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 artículos 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, 30, 34 y 35 de los Lineamientos; la Cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato, conforme a los Criterios.

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

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

TERCERO. - Que 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 de firma del mismo. 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 de Planes, así como los Criterios y 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.

Ahora bien, conforme a lo señalado en los Criterios, así como en el Dictamen que forma parte integrante de la presente Resolución como Anexo único, para realizar dicha evaluación, es imperante considerar la etapa actual del proyecto y la complejidad del Área Contractual, así como la necesidad de 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. Cabe destacar que el Contratista se encuentra en ejecución del citado 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, el Contratista cuenta dentro de su Área Contractual con campos en producción y 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, toda vez que técnicamente dicho periodo parte del supuesto de que el Contratista cuente con la información y conocimiento del área en virtud de haber concluido su Periodo de Evaluación.

Esta circunstancia fue advertida por la Comisión en la emisión de los Criterios, por lo que además se señaló 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 de Planes, 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 y 19, 20 y 21 de los Lineamientos de Planes, así como los Criterios, la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato y el Considerando TERCERO de la presente Resolución, se concluyó 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 de producción, complementadas por actividades de toma de información de los pozos, a fin de evaluar el comportamiento de la producción de aquellos en los que se realicen cambios de aparejo.

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 desarrollo para la Extracción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor de recuperación gas en un 1.12%, mientras que la maximización del factor de recuperación podrá ser distinta en términos del Plan de Desarrollo que presente el Contratista en cumplimiento de los Criterios.

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.

El Contratista presentó el soporte para la selección de sartas de velocidad como aparejo de producción para un área productora de gas y condensado, a fin de determinar el potencial de producción de condensado en los pozos del Área Contractual.

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

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 1.043 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 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 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 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.33.004/16**, mediante la cual resolvió aprobar la propuesta de 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.33.004/16** 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.33.004/16.**

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.33.004/16,** 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. - Que 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 normativa aplicable por otras autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el citado Plan, es decir, los permisos, autorizaciones, avisos y demás actos necesarios para la ejecución de dichas actividades.

SÉPTIMO. - Que mediante oficio UCN.430.2017.0058, recibido en la Comisión el 9 de marzo de 2017, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional presentado por el Contratista, por considerar probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional del Contrato.

OCTAVO. - Que en atención a la información presentada en el Plan de desarrollo para la Extracción, en materia de transferencia de tecnología, se advierte que la propuesta presentada por el Contratista es un compromiso del mismo y por tal motivo forma parte integrante del Contrato, en términos de lo establecido en el numeral 9 del Anexo 9 del Contrato y el Dictamen.

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:

RESUELVE

PRIMERO. - Aprobar el Plan de desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista, en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A5/2015, toda vez que el mismo resulta

adecuado desde un punto de vista técnico y acorde con las características del área contractual, en los términos previstos en el Considerando CUARTO de la presente Resolución.

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

TERCERO.- Dejar sin efectos el Plan Provisional aprobado mediante Resolución CNH.04.005/16 y aprobar que el Contratista lleve a cabo la Medición de los Hidrocarburos en los términos precisados en la CNH.E.33.004/16 conforme al Considerando QUINTO de la presente Resolución.

CUARTO.- Autorizar que el Contratista utilice los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras hasta por 1.043 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, conforme a la Cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 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 Evaluación, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos que en su caso requieran otras autoridades competentes en materia de hidrocarburos, de conformidad con la normatividad aplicable.

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.09.002/17 en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior con fundamento en el artículo 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CIUDAD DE MÉXICO, A 21 DE MARZO DE 2017.

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

JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO PRESIDENTE

ALMA AMÉRICA PORRES LUNA
COMISIONADA

NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO

HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO

GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ
COMISIONADO

[redacted]

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A5/2015

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

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

Marzo 2017

Contenido

CONTENIDO 2
I. INTRODUCCIÓN 3
II. GENERALIDADES DEL CONTRATO 7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN 8
IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN 10
V. MECANISMOS PARA LA REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA 25
VI. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 27
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL 28
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN 29

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 veintiséis Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 5, con un Valor de la Regalía Adicional del 50.86% y 100% de incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (*PMT*).

En consecuencia, el 24 de diciembre de 2015 la Comisión publicó en el DOF el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, en el cual resolvió adjudicar el Contrato correspondiente al Área Contractual número 5 al Licitante Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V. Finalmente, la Comisión y el Contratista Strata CPB, S.A.P.I. de C. V. (*el Contratista* o *Strata CPB*), formalizaron el 10 de mayo de 2016 (*Fecha Efectiva*), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 (*Contrato*).

Que la cláusula 1.1 del Contrato establece que, para efectos de dicho Contrato, el término "Plan de 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 de adjudicación del presente Contrato, el Contratista tendrá la obligación de 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 de 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*).

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 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.*

[redacted]

2. *Conforme a las obligaciones establecidas en el Contrato, las Contratistas presentaran 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 debida a que aún se encuentran en etapa de Evaluación y el Plan de Evaluación, que permitirá a las 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 las 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 Periodo 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 prevista 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.
- 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.

[redacted]

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.

II. Generalidades del Contrato

El Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 10 de mayo de 2016 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y por la otra parte, STRATA CPB, S.A.P.I. de C.V.

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

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

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.

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

A través del escrito No. SCM160074/A5/2016, con fecha del 6 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Desarrollo del Área Contractual 5, *Carretas* 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 cuenta con una "Opinión favorable sobre la propuesta del Programa de Implementación", asociado al Plan provisional del Área Contractual, además cuenta con el Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y la Constancia Única de Registro de Regulado.

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

El 23 de septiembre de 2016, la Comisión emitió el oficio 220.2059/2016 mediante el cual notifica al Contratista sobre la ampliación de 8 (ocho) días hábiles al plazo original para prevenir respecto a la suficiencia documental del Plan presentado.

A través del oficio 220.2135/2016 de fecha 10 de octubre, la Comisión hizo del conocimiento del Contratista la Resolución CNH.E.54.001/2016 por la que la CNH emite criterios aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2016. En la misma fecha, por medio del oficio 250.058/2016, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan.

A través del Oficio No. 250.100/2016 de fecha 25 de octubre de 2016, la Comisión remitió al Contratista diversos alcances referentes a la prevención mencionada.

El 31 de octubre de 2016, por medio del escrito SCM160132/A5/2016 el Contratista presentó a la Comisión la atención a la prevención, así como a los diversos alcances e información sobre el Plan.

La información recibida a que se refiere el párrafo anterior, fue remitida a la SE a través de oficio 250.145/2016 de fecha 09 de noviembre de 2016, acompañado de la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista para desahogar la prevención, en el ámbito de la competencia de dicha dependencia.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2016.0173 de fecha 15 de noviembre de 2016, en el cual determina que el Contratista presentó la información suficiente para iniciar la evaluación de los programas de cumplimiento de contenido nacional.

Mediante oficio 250.153/2016 de fecha 17 de noviembre de 2016, la Comisión notificó al contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.

A través de los Memorándums 252.158/2016 y 252.159/2016 ambos de fecha 21 de diciembre de 2016, la Dirección General de Dictámenes de Extracción solicitó a la Dirección General de Medición y a la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, respectivamente y en el ámbito de su competencia, opinión técnica respecto del Plan.

A través del oficio 250.0024/2017 la Comisión citó a reunión de trabajo al Contratista con el fin de resolver diversos cuestionamientos técnicos referentes al Plan, dicha reunión se llevó a cabo en las instalaciones de la Comisión el día 27 de enero de 2017.

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

Como resultado de la reunión mencionada, por medio del escrito SCM170029/A5/2017 de fecha 9 de febrero de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo mencionada.

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

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

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

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

Finalmente, a través del Memorándum 253.039/2017 de fecha 16 de marzo de 2017, la Dirección General de Medición, emitió el volumen de autoconsumo máximo autorizados para el Área Contractual.

IV. Análisis de los elementos del Plan

a. Datos generales del Área Contractual

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

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

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

b. Objetivo

El Plan presentado por el Contratista, abarca un periodo de 21 meses y tiene por objetivo, asegurar la continuidad de operación y mantenimiento del campo, así como, evaluar el comportamiento de producción con los aparejos de producción seleccionados dentro de las actividades del Plan de Evaluación del Área Contractual, con la finalidad de incrementar la recuperación de hidrocarburos y maximizar el valor económico.

c. Alcance

El Contratista estima obtener un volumen acumulado de 0.63 mmmpc de gas y 0.16 mbls de condensado, 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 1.39 mmmpc de gas y 41.94 mb de condensado, en los 21 meses, y así alcanzar un volumen de producción total en el periodo de 21 meses de 2.03 mmmpc de gas y 42.09 mb de condensado, alcanzando un factor de recuperación del 69%.

Adicionalmente, el Contratista contempla la instalación de los sistemas de medición con la finalidad de cumplir con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos en cuanto a calidad, volumen y nivel de incertidumbre asociado a la producción de hidrocarburos del Área Contractual.

En este Plan se estima una inversión de 4,896,828 USD con un gasto de operación asociado de 4,097,158 USD por un período de 21 meses.

d. Actividades del Plan

El Contratista presentó la propuesta la ejecución de las actividades relacionadas con Plan en el Área Contractual, de acuerdo con las Tablas 2 y 3.

Actividad Desarrollo

Sub-actividad	Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Construcción instalaciones													
	Construcción de instalaciones terrestres y marinas						1		0.25	0.25	0.25	0.25	

Sub-actividad	Tarea	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Total
Construcción instalaciones											
	Construcción de instalaciones terrestres y marinas										2

Tabla 2.- Tareas en la Actividad Desarrollo (Fuente: Contratista)

Actividad Producción

Sub-actividad	Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Pruebas de Producción													
	Realización de pruebas de producción	11	11	33	11	11	34	11	11	33	11	11	35
Construcción Instalaciones													
	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	1	2	1	1		1	1	1		1		1
Intervención de Pozos													
	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación de Instalaciones de Producción													
	Operación de las instalaciones de producción.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ductos													
	Mantenimiento de ductos.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente													
	Implementación y seguimiento	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Sub-actividad	Tarea	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Total
Pruebas de Producción											
	Realización de pruebas de producción	11	11	35	11	11	35	11	11	35	394
Construcción Instalaciones											

Sub-actividad	Tarea	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Total
	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	1	1		1		1	1		1	16
Intervención de Pozos											
	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	21
Operación de Instalaciones de Producción											
	Operación de las instalaciones de producción.	1	2	1	1	1	1	1	2	1	23
Ductos											
	Mantenimiento de ductos.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	21
Seguridad, Salud y Medio Ambiente											
	Implementación y seguimiento	1	1	1	1	1	1	1	1	1	21

Tabla 3.- Tareas en la Actividad Producción (Fuente: Contratista)

Toma de Información y Estudios

La información que será tomada durante la fase de desarrollo del campo, permitirá definir el potencial de producción de fluidos y establecer las estrategias para maximizar la rentabilidad del campo.

A continuación, se describen cada una de estas actividades a realizar:

- Calibración de tubería de producción: el Contratista realizará la calibración de la tubería de producción, para determinar la integridad y la profundidad interna del pozo (PI) para definir si es trabajable.

- Prueba de medición de volúmenes de fluido: de acuerdo con el Plan, se realizarán pruebas de medición con equipo trifásico y en la Estación de flujo de fluidos. Estas mediciones realizadas en conjunto con los registros de presión tomados permitirán calcular el potencial de flujo de los pozos y el grado de agotamiento de los yacimientos y permitirá definir factores de declinación para determinar reservas por pozo. Adicionalmente se complementa con tomas de niveles estáticos y dinámicos, con equipo *Echometer*.

- Evaluación de mecanismos de descarga de líquidos en pozos de gas: con la información obtenida del estudio de potencial del Área Contractual Carretas, el Contratista evaluará métodos de descarga de líquidos mediante pruebas de producción para determinar los volúmenes de gas y líquidos producidos y optimizar el diseño de los aparejos de producción de los pozos intervenidos como parte de las actividades del Plan de Evaluación.
- Elaboración de modelos de análisis nodal de pozos: utilizando los valores de presión, gastos y mediante software especializado, el Contratista realizará modelos de Análisis

Nodal para cada uno de los pozos del Área Contractual, definiendo con ello el potencial de producción de los mismos. Además, determinará diámetros apropiados para la producción (arrastre) de líquidos y se seleccionará la sarta de velocidad adecuada para cada pozo.

- Estudio de potencial del campo: de acuerdo con el Plan, con la información de presión/ producción obtenida durante la fase de evaluación del campo, se determinarán, mediante la técnica de Análisis Nodal, los potenciales de producción de los pozos bajo diferentes esquemas de producción. Una vez definidos los potenciales bajo estos diferentes esquemas se procederá a seleccionar el óptimo para cada pozo y por consiguiente el potencial máximo de producción del campo.

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

- Seleccionar y Evaluar (Presión-Producción) pozos candidatos a cuantificar producción de Gas Condensado.

- Optimizar pozos dentro Área Contractual Carretas e incrementar del factor de recuperación actual.

- Capturar la información actualizada para elaborar un Estudio Integral que permita definir zonas de condensado en las formaciones productoras del Área Contractual, con el objetivo de incrementar el factor de recuperación actual del Área Contractual. Utilizando la información que se estima obtener con el reprocesamiento sísmico que en conjunto con la inversión espectral pudiera orientar hacia una mejor definición de los yacimientos, al poblar mediante los Métodos de Impedancia las características petrofísicas obtenidas de los registros geofísicos para todo el campo, así como la identificación de reservas no recuperadas. La planificación del estudio aquí mencionado se haría una vez se determine la cantidad y calidad de los datos que se propone tomar.

e. Pronóstico de producción

En la Tabla 4 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 0.34 mmpcd y 2.88 mmpcd en el pico de producción durante el mes de 10 de ejecución del Plan.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Base (mmpcd)	1.22	1.19	1.17	1.14	1.11	1.09	1.06	1.04	1.02	1.00	0.98
Act. Evaluación (mmpcd)	0.34	0.54	0.72	1.84	2.02	2.20	2.32	2.50	2.66	2.88	2.86
Total (mmpcd)	1.56	1.73	1.89	2.98	3.14	3.29	3.38	3.54	3.68	3.87	3.84

Perfil	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Base (mmpcd)	0.96	0.94	0.92	0.90	0.88	0.86	0.85	0.83	0.82	0.80
Act. Evaluación (mmpcd)	2.79	2.72	2.65	2.59	2.52	2.46	2.40	2.34	2.28	2.23
Total (mmpcd)	3.75	3.66	3.57	3.49	3.41	3.33	3.25	3.17	3.10	3.03

Tabla 4. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Contratista)

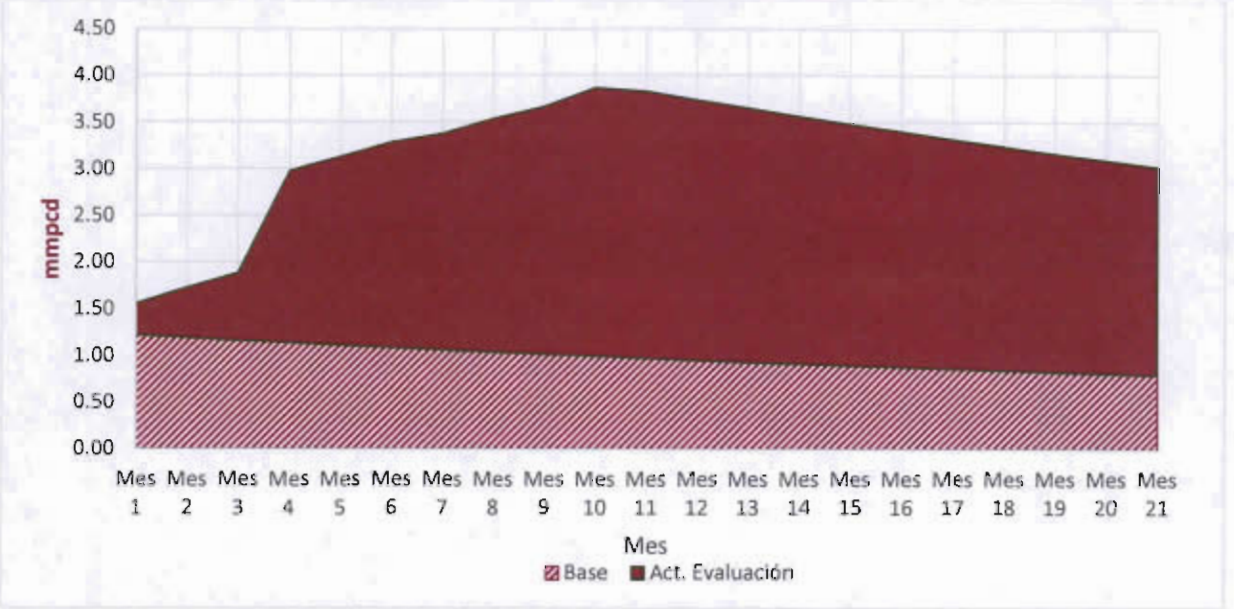


Fig. 1. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Tabla 5 y las Fig. 2 se muestra el pronóstico de producción de condensado 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 producción base de condensado es dos órdenes de magnitud menor a la producción que se espera obtener con el éxito de las actividades de Evaluación. El contratista pronostica llegar a un pico de producción de condensado de 86.30 bpd durante el mes de 10 de ejecución del Plan.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Base (bpd)	0.32	0.31	0.31	0.30	0.29	0.28	0.27	0.26	0.26	0.25	0.24
Act. Evaluación (bpd)	10.24	16.25	21.72	55.18	60.74	66.11	69.58	75.03	79.68	86.30	85.80
Total (bpd)	10.57	16.57	22.02	55.48	61.03	66.39	69.85	75.30	79.94	86.55	86.04

Perfil	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Base (bpd)	0.24	0.23	0.22	0.22	0.21	0.21	0.20	0.20	0.19	0.19
Act. Evaluación (bpd)	83.68	81.61	79.60	77.63	75.72	73.85	72.02	70.25	68.51	66.82
Total (bpd)	83.92	81.84	79.82	77.85	75.93	74.05	72.23	70.44	68.70	67.01

Tabla 5. Pronóstico de producción de condensado (Fuente: Contratista)

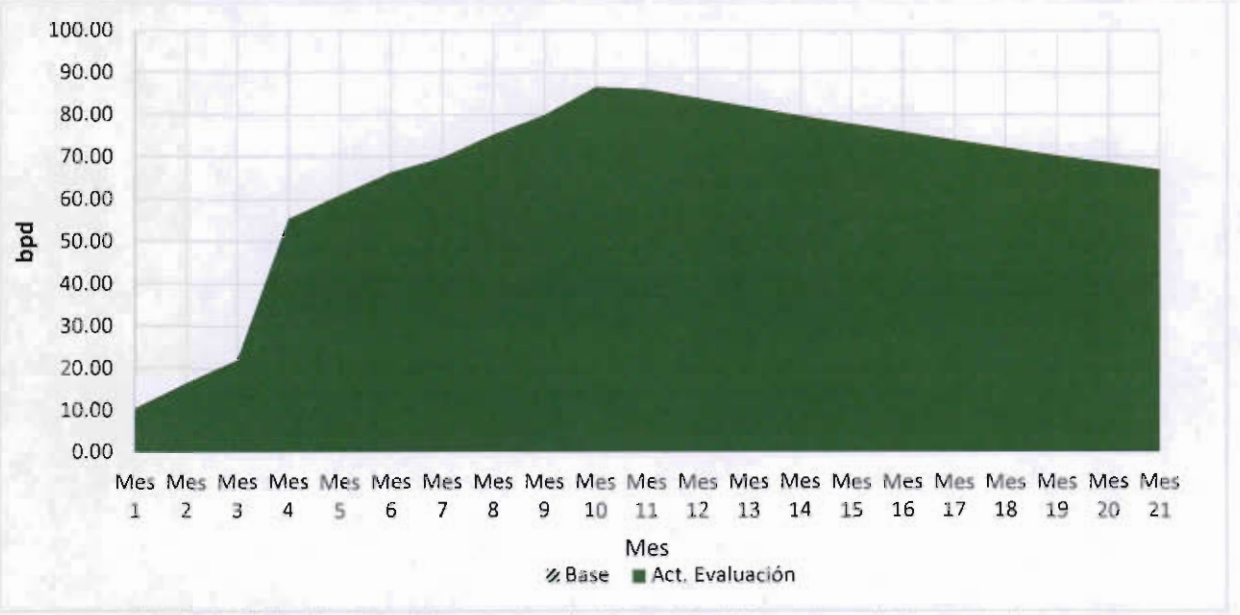


Fig. 2. Pronóstico de producción de condensado (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Tabla 6 y las Fig. 3 se muestra el pronóstico de producción de agua del Área Contractual, separada por producción base, referida a la continuidad operativa, y producción de las actividades de Evaluación. Se observa que la producción de agua en el Área Contractual inicia siendo mayor que la producción de condensado, sin embargo, se espera que la producción de condensado sea alrededor de tres veces mayor que la producción de agua durante el pico de producción.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Base (bpd)	11.06	10.69	10.34	10.00	9.67	9.36	9.06	8.77	8.49	8.22	7.97
Act. Evaluación (bpd)	3.40	5.38	7.19	18.31	20.14	21.91	23.05	24.85	26.38	28.57	28.40
Total (bpd)	14.46	16.08	17.52	28.30	29.81	31.27	32.11	33.62	34.87	36.79	36.37

Perfil	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Base (bpd)	7.72	7.49	7.26	7.05	6.84	6.64	6.44	6.26	6.08	5.90
Act. Evaluación (bpd)	27.70	27.01	26.34	25.69	25.06	24.44	23.84	23.25	22.68	22.12
Total (bpd)	35.42	34.50	33.61	32.74	31.90	31.08	30.28	29.50	28.75	28.02

Tabla 6. Pronóstico de producción de gas agua (Fuente: Contratista)

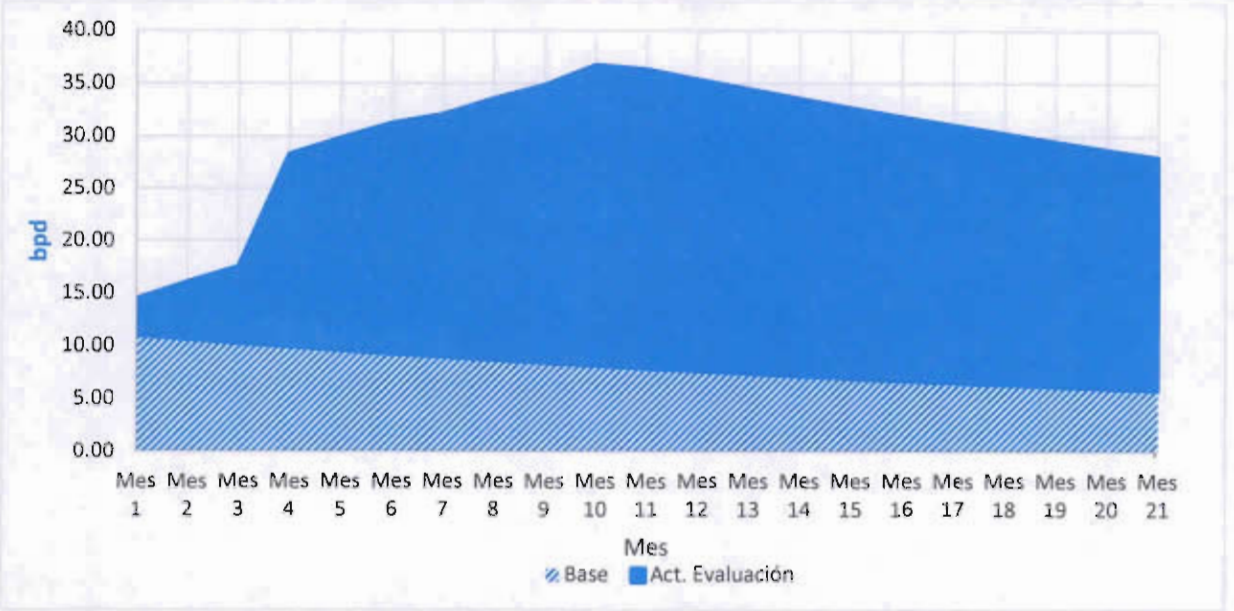


Fig. 3. Pronóstico de producción de agua (Fuente: Comisión con datos del Controtista)

En el periodo del Plan, el Contratista propone la recuperación de un volumen de gas de 2.03 mmmpc y un volumen de condensado de 42.09 mb. Los volúmenes anteriores hacen referencia a los volúmenes totales esperados en los 21 meses de la vigencia del Plan, sin embargo, el volumen a recuperar asociado a la continuidad operativa y de producción (producción base) es de 0.63 mmmpc de gas y 158.4 bl de condensado, mientras que el volumen a recuperar asociado a las actividades del plan de evaluación (producción incremental) en caso de resultar exitosas sería de 1.39 mmmpc de gas y 41.94 mb de condensado. Los volúmenes a recuperar presentados por el Contratista 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 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 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"; 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 1.12%. 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 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 podrán ser distintos a la luz de la modificación al Plan de Desarrollo a largo plazo 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

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

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

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

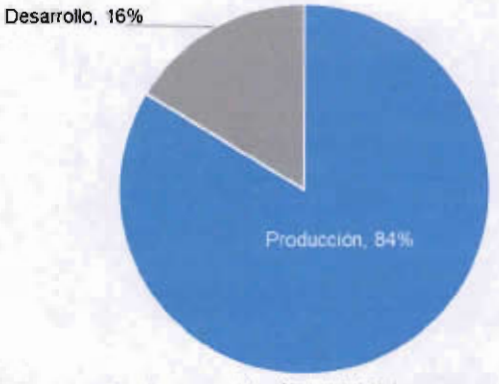
- ✓ Programa de trabajo de actividades para evaluación y generación de producción.
- ✓ Toma de información durante Plan de Evaluación previo a las intervenciones y para evaluación del área contractual, que permitirá definir el potencial de producción de fluidos y afinar las estrategias de producción,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

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

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

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

La distribución del presupuesto en sus Actividades, Desarrollo y Producción, se puede observar en la Fig. 4:



*Total de inversiones y gastos de operación: $**4,896,828** (monto en dólares de Estados Unidos)*
Fig. 4. Distribución del Presupuesto del Plan por Actividad Petrolero.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 7 se desglosan las inversiones y gastos de operación por Actividad Petrolera .

Actividad	Presupuesto Indicativo
Desarrollo	799,670
Producción	4,097,158
Total	**4,896,828**

Tabla 7. Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan. Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de las Estados Unidos en la Tabla. (Montos en dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Actividad Desarrollo

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Desarrollo* del Plan de Desarrollo se observa en la Fig. 5:

$799,670 (Monto en dólares de Estados Unidos)
Fig. 5. Distribución del Presupuesto Plan, Actividad Desarrollo por Sub-actividad
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

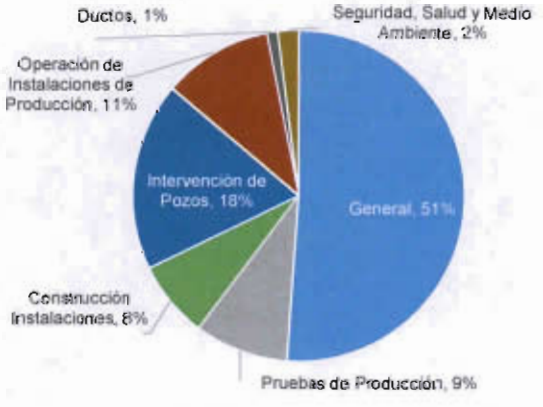
En la Tabla 8 se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Desarrollo correspondientes a la Actividad Desarrollo.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
Construcción de Instalaciones		**799,670**
	Construcción de instalaciones terrestres y marinas.	799,670
Total		**799,670**

Tabla 8. Resumen de Presupuesto Indicativo del Plan, Actividad Desarrollo. Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.
(Montos en dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Actividad Producción

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Producción* del Plan de Desarrollo se observa en la Fig. 6:



$4,097,158 (Monto en dólares de Estados Unidos)
Fig. 6. Distribución del Presupuesto Plan de Desarrolla, Actividad Producción por Sub-actividad
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 9 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		**2,096,158**
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	1,424,158
	Servicios de soporte.	672,000
Pruebas de Producción		**374,900**

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
	Realización de pruebas de producción.	374,900
Construcción Instalaciones		**305,000**
	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	305,000
Intervención de Pozos		**754,000**
	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	754,000
Operación de instalaciones de Producción		**439,000**
	Operación de las instalaciones de producción.	439,000
Ductos		**44,100**
	Mantenimiento de ductos.	44,100
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		**84,000**
	Implementación y seguimiento.	84,000
Total		**4,097,158**

Tabla 9. Resumen de Presupuesto Indicativo del Plan de Desarrollo, Actividad Producción. Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.
(Montos en dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

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:

- **Estación de Recolección de Gas- Carretas 1 (ERG-CAR-1):** La producción (líquido y gas) alimenta al separador bifásico horizontal (SHTB-101B), donde se lleva a cabo la separación de gas-liquido por medio de choque en los internos del separador y por diferencia de densidades se separa la fase liquida del gas.

  El gas separado es transportado por un gasoducto de 6" x 1.9 Km hasta el entronque Mojarreñas, donde se incorpora a un cabezal de 8" junto con la aportación de las ERG-CAR-2 y ERG-CAR-AUX, el cual es transportado hasta la Estación de Compresión de Mojarreñas 1.

  Así mismo la ERG-CAR-1, recibe la aportación de la ERG Fronterizo 2 y ERG-CAR-AUX, por un gasoducto de 6" cada uno que se conectan con los gasoductos de 6" y de 8" dentro de la ERG Carretas-1. En esta estación no se tiene infraestructura de compresión de gas.

La medición de gas producido se realiza mediante una placa de orificio (fitting), ubicado en la descarga del separador. Las señales son centralizadas en un sistema de telemetría vía SCADA para su monitoreo y control de flujo.

- **Estación de Recolección de Gas- Carretas 2 (ERG-CAR-2):** La producción (líquido y gas) alimenta al separador trifásico (SHTP-103), donde se lleva a cabo la separación de gas-líquido por medio de choque en los internos del separador y por diferencia de densidades se separa la fase liquida del gas.

  El gas separado es transportado por dos gasoductos, uno de 6" x 8.47 Km, y otro de 8" x 8.4 Km hasta el entronque Mojarreñas, donde se incorpora a un cabezal de 8" junto con la aportación de las ERG-CAR-1 y ERG-CAR-AUX, el cual es transportado hasta la Estación de Compresión de Mojarreñas 1. En esta estación no se tiene infraestructura de compresión.

  La medición de gas producido se realiza mediante una placa de orificio (fitting), ubicado en la descarga del separador. Las señales son centralizadas en un sistema de telemetría vía SCADA para su monitoreo y control de flujo.

- **Estación de Recolección de Gas- Carretas Auxiliar (ERG-CAR-Auxiliar):** La producción (líquido y gas) alimenta a un separador de producción bifásico (FA-101) y a un separador de prueba (FA-103) donde se lleva a cabo la separación de gas-líquido por medio de choque en los internos del separador y por diferencia de densidades se separa la fase líquida del gas.

  El gas separado es transportado por un gasoducto de 6" x 5.22 Km, hasta la ERG-CAR-1 donde se incorpora a un cabezal de 6" donde posteriormente es enviado hasta el entronque Mojarreñas, por medio del gasoducto de 6" dela Estación ERG-CAR-1. En esta estación no se tiene infraestructura de compresión.

  El punto de entrega de la producción total del Área contractual Carretas, será en el Entronque Mojarreñas.

Uno de los principales objetivos que tiene el Contratista en la ejecución del Plan, es la instalación de los sistemas de medición tipo Coriolis con la finalidad de cumplir con los *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos* de la Comisión. en cuanto a calidad, volumen y nivel de incertidumbre. asociado a la producción de hidrocarburos del Área Contractual. Adicionalmente se tiene contemplado realizar adecuaciones menores a instalaciones dentro del Área Contractual, con el propósito de mejorar y/o mantener las condiciones mecánicas de operación de las instalaciones.

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 reparaciones mayores, actualización de los modelos estáticos y dinámicos, pruebas de presión y producción, 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 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, 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 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.33.004/16.

h. **Comercialización de hidrocarburos**

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

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

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

i. Aprovechamiento de gas

El ámbito de aplicación de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* se circunscribe a los Operadores Petroleros que realicen 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 un aprovechamiento del 100% de la producción.

Con base en la cláusula 14.1 del Contrato, el Contratista presentó los niveles de hidrocarburos de autoconsumo para aprobación de la Comisión. Las estimaciones del Contratista se presentan en la Tabla 10.

Equipo/Sistema	Consumo de gas total por mes (mmpc)
Estación de Recolección de Gas Carretas-1	0.212
Estación de Recolección de Gas Carretas-2	0.360
Estación de Recolección de Gas Carretas-Auxiliar	0.298
Estación de Recolección de Gas Carretas-Mojarreñas 1A	0.130
Estación de Recolección de Gas Carretas-Mojarreñas 3A	0.043
Total	1.043

Tabla 10. Volúmenes mensuales de autoconsumos del Área Contractual (Fuente: Contratista).

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 11:

INDICADOR	META	UNIDAD DE MEDIDA	FRECUENCIA DE MEDICION	FRECUENCIA DE REPORTE A LA CNH
Producción	Producción Acumulada del campo	**Porcentaje de desviación** **DPA** = [(PA_{real} - PA_{plan}) / PA_{plan}] x 100	Mensual	Mensual
Producción	Gasto de Producción	**Porcentaje de desviación** **DGP** = [(GO_{real} - GO_{plan}) / GO_{plan}] x 100	Trimestral	Trimestral
Producción acumulada post-fractura	Producción Acumulada por grupo de pozos	**Miles de Barriles (mb)** **GFP** = [Pacumrealgrupo /No.pozos productores yac.]	Mensual	Mensual
Productividad	Optimización de la producción de un grupo de pozos	**Barriles por dia (bd)** **OPD** = [Pdrealpromgrupo /No.pozos grupo]	Mensual	Mensual
Contenido Nacional	Contenido Nacional	**Porcentaje de desviación** **DCN** = [(CNreal - CNplan) / CNplan] x 100	Trimestral	Trimestral

Tabla 11. Indicadores de Gestión para el Plan de Desarrollo Área Contractual (Fuente: Contratista)

Con base en el artículo 31 fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que, 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 Tablas 12 y 13 para las Actividades Desarrollo y Producción, respectivamente.

Actividad Desarrollo

Sub-actividad		Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
i.	Construcción de Instalaciones	799,670		
Presupuesto Total		799,670		

Tabla 12. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad Desarrollo (Fuente: Comisión).

Actividad Producción

Sub-actividad		Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
i.	General	2,096,158		
ii.	Pruebas de Producción	374,900		
iii.	Construcción Instalaciones	305,000		
iv.	Intervención de Pozos	754,000		
v.	Operación de instalaciones de producción	439,000		
vi.	Ductos	44,100		
vii.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	84,000		
Presupuesto Total		**4,097,158**		

Tabla 13. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas 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 las Tablas 14 y 15 para las Actividades Desarrollo y Producción, respectivamente.

Actividad Desarrollo

Sub-actividad		Programa de actividades (actividad)	Actividades ejecutadas (actividad)	Indicador Programa de Actividades/ ejecutadas
i.	Construcción de Instalaciones	2		

Tabla 14. Indicador de desempeño del programa de actividades en función de las actividades ejecutadas para la Actividad Desarrollo (Fuente: Comisión).

Actividad Producción

Sub-actividad		Programa de actividades (actividad)	Actividades ejecutadas (actividad)	Indicador Programa de Actividades/ ejecutadas
i.	General	42		
ii.	Pruebas de Producción	394		
iii.	Construcción Instalaciones	16		
iv.	Intervención de Pozos	21		
v.	Operación de instalaciones de producción	23		
vi.	Ductos	21		
vii.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	21		

Tabla 15. Indicador de desempeño del programa de actividades en función de las actividades ejecutadas para la Actividad Producción (Fuente: Comisión).

VI. Programa de administración de riesgos

El Programa de Administración de Riesgos fue presentado por el Contratista conforme a la cláusula 13.3 y numeral 6 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI 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 18 de octubre de 2016, mismo que fue admitido por la Agencia el pasado 12 de enero de 2017 y cuya probable autorización se espera que sea en abril del presente año.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y transferencia tecnológica

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

Sobre el particular, la Secretaría de Economía a través de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2017.0058 de fecha 7 de marzo de 2016, notificó a esta Comisión, su opinión favorable en relación al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional presentado por el Contratista, bajo la consideración de que es probable que se cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional para los presentes contrato establecido en el Contrato de 27% en el primer año hasta alcanzar 38% para el año 2025, en la etapa de desarrollo.

VIII. Resultado del dictamen

Derivado del análisis integral de la información relacionada con el 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 de producción, complementadas por actividades de toma de información de los pozos, a fin de evaluar el comportamiento de la producción de aquellos en los que se realicen cambios de aparejo.

- 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 gas en un 1.12%, 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

- 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 el soporte para la selección de sartas de velocidad como aparejo de producción para un área productora de gas y condensado, a fin de determinar el potencial de producción de condensado en los pozos del Área Contractual.

- De acuerdo al Plan, el Contratista manifestó que implementará medidores tipo coriolis dentro del Área Contractual, apegándose a los Lineamientos Técnico en Materia de Medición de Hidrocarburos. Lo que se considera como la intención del Contratista a utilizar tecnología adecuada para las características del yacimiento dentro del Área Contractual.

- 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.

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.33.004/16 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 1.043 mmpc mensuales, los cuales podrán ser utilizados como combustible o para inyección o levantamiento neumático.

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

Derivado de los elementos antes referidos y en atención a la evaluación de los aspectos establecidos en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, se advierte que el Contratista propone la utilización de tecnología acorde con las características del área Contractual, mientras que el plan de producción permite maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables; además de que con las actividades propuestas procura el aprovechamiento del gas natural asociado, en tanto que los mecanismos de medición fueron considerados al amparo de la Resolución CNH.E.54.001/16.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable el Plan de Desarrollo para el Área Contractual 5 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A5/2015 con una vigencia de hasta 21 meses contados a partir de la aprobación del mismo, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato y los Lineamientos, de conformidad con la resolución CNH.E.54.001/16. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Así mismo se precisa 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 CNH.E.54.001/16.

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.

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

Elaboró:

ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA
Director de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó y autorizó:

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Autorizó:

ING. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ
Titular de la Unidad Técnica de Extracción