



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.12.009/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR RENAISSANCE OIL CORP, S.A. DE C.V., EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A25/2015 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 25, CAMPO TOPÉN.

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 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.04.016/16, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del proyecto de Plan Provisional propuesto para el Área Contractual número 25 correspondiente al Campo Topén, 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.*



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SEXTO. - Que el 10 de mayo de 2016 (en adelante, Fecha Efectiva) la Comisión y la empresa Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V. (en adelante, Contratista) suscribieron el Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 25, Campo Topén (en adelante, Contrato).

SÉPTIMO- Que mediante escrito ROC-CDMX-038-2016, recibido en la Comisión el 7 de septiembre de 2016, y en cumplimiento a la Cláusula 5.3 del Contrato, el Contratista por conducto de su representante legal presentó su propuesta de Plan de desarrollo para la Extracción, para efectos de su aprobación por parte de este órgano regulador.

OCTAVO. - Que el Órgano de Gobierno de la Comisión en el marco de su Quincuagésima Cuarta Sesión Extraordinaria del 10 de octubre de 2016, emitió la *Resolución CNH.E.54.001/16 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite criterios generales aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los Contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2015* (en adelante, Criterios) la cual fue notificada al Contratista mediante oficio 220.2135/2016 el mismo día de su emisión.

Mediante la Resolución señalada en el párrafo anterior, se emitieron los criterios generales por los cuales se determinaron los elementos técnicos que deberá tomar en consideración la Comisión para analizar los Planes de desarrollo para la Extracción derivados de los Contratos de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 (en adelante, la Licitación).

NOVENO. - Que mediante oficio 220.1993/2016 del 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información presentada por el Contratista, a efecto de que dicha dependencia analizara lo concerniente al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional. Lo anterior, a fin de que informara respecto de la documentación faltante y, en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para la debida evaluación del Programa de Cumplimiento referido.

En respuesta, mediante oficio UCN.430.2016.0148, recibido en esta Comisión el 26 de septiembre de 2016, la Secretaría de Economía remitió diversas observaciones en relación con la información presentada por el Contratista.

En atención al oficio referido en el párrafo anterior, mediante el diverso 250.169/2016 del 25 de noviembre de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

adicional presentada por el Contratista, a fin de que, en su caso, señalara las observaciones que debían ser subsanadas para la evaluación al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, por parte del Contratista.

Por último, a través del oficio UCN.430.2016.0186, recibido en la Comisión el 1 de diciembre de 2016, la Secretaría de Economía informó que las observaciones realizadas mediante el oficio UCN.430.2016.0148 fueron atendidas por el Contratista y que se contaba con información suficiente para iniciar la evaluación del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

DÉCIMO. - Que mediante oficio 220.1994/2016 del 19 de septiembre de 2016, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) la información presentada por el Contratista, a efecto de que dicho órgano desconcentrado analizara lo concerniente al Sistema de Administración. Lo anterior, a fin de que la Agencia informara respecto de la documentación faltante y, en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para efecto de realizar la evaluación respectiva.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016, recibido en esta Comisión el 23 de septiembre de 2016, la Agencia señaló diversa información que debería presentar el Contratista para estar en condiciones de emitir una opinión sobre el Sistema de Administración.

Que mediante oficio 260.049/2017 del 3 de febrero de 2017, y en seguimiento a la respuesta emitida por la Agencia a través del oficio referido en el párrafo anterior, la Comisión solicitó a la Agencia que informara respecto del estado actual que guardan los trámites que los Contratistas de la Licitación deben llevar a cabo, con el objeto de que esta Comisión esté en posibilidades de dar seguimiento al cumplimiento de las obligaciones previstas en los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

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

DÉCIMO PRIMERO. - Que mediante oficio 220.2056/2016 del 23 de septiembre de 2016, la Comisión, con fundamento en el artículo 31 de la Ley Federal de Procedimiento



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Administrativo, notificó al Contratista la ampliación hasta por ocho días hábiles del plazo para emitir la prevención respectiva.

DÉCIMO SEGUNDO. - Que mediante oficio 250.048/2016 del 10 de octubre de 2016, esta Comisión previno al Contratista para que remitiera diversa información aclaratoria, incluyendo la información solicitada por la Secretaría de Economía en relación con el Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional, y la Agencia, por lo que hace al Sistema de Administración.

DÉCIMO TERCERO. - Que mediante escrito número ROC-CDMX-095-2016 recibido en la Comisión el 15 de noviembre de 2016, el Contratista atendió la prevención a que se hace referencia en el Resultando anterior.

DÉCIMO CUARTO. - Que mediante oficio 250.187/2016 del 2 de diciembre de 2016, esta Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información, a fin de dar inicio al procedimiento de evaluación del proyecto de Plan de desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista. Lo anterior, en términos de los Lineamientos y la Cláusula 5.3 y el anexo 9 del Contrato, conforme a los Criterios emitidos por la Comisión.

DÉCIMO QUINTO. - Que según consta en el oficio 250.0043/2017 del 2 de febrero de 2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo el 9 del mismo mes y año, a fin de que éste aclarara diversa información presentada en relación al Plan de desarrollo para la Extracción. Como resultado de la reunión de trabajo, el Contratista, a través del escrito ROC-CDMX-055-2017 del 13 de febrero del año en curso, presentó a la Comisión diversa información aclaratoria.

DÉCIMO SEXTO. - Que derivado de lo expuesto en los Resultandos anteriores, la Comisión se encuentra en condiciones de evaluar la propuesta de Plan de desarrollo para la Extracción presentada por el Contratista, en términos del dictamen técnico emitido por la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en lo sucesivo, Dictamen) y conforme a lo dispuesto por los artículos 31, fracciones VI, VIII y XII, 43, fracción I, inciso c) y 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 30 y 34 de los Lineamientos; así como la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato, conforme a los Criterios, y



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

120 días siguientes a la Fecha Efectiva. Por su parte, la Comisión resolverá sobre la propuesta presentada en un plazo que no excederá de 120 días contados a partir de que esta última reciba la información necesaria en términos de la normativa aplicable.

En este sentido y, de conformidad con los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos, 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 19, 20 y 21 de los Lineamientos 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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

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 mediante las actividades de Ingeniería de Yacimientos como seguimiento, pruebas de producción, operación y mantenimiento de ductos.

Cabe mencionar que, con base en los resultados de las actividades del periodo de Evaluación, el Contratista presentará una modificación al plan de Desarrollo para la Extracción que nos ocupa, con el objetivo de que el desarrollo propuesto para el Área Contractual sea técnica y económicamente viable, el cual, 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.

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

El Plan considera elevar el factor de recuperación en un 0.99% de aceite y 0.7% de gas para los 24 meses del Plan, a través de la ejecución de RMA (Topén-21) para la recuperación de hidrocarburos, las cuales arrojan una producción esperada promedio de 258 bpd de aceite y 0.242 mmpcd de gas. Y la localización y perforación de un pozo (Topén LOC 1) con producciones iniciales estimadas de 500 bpd de aceite y 0.580 mmpcd de gas. El incremento en la recuperación de aceite y gas debido a la ejecución y seguimiento de estas actividades en un orden de 4 veces respecto a la producción base para el periodo comprendido para los 24 meses



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

El Plan de Desarrollo contempla actividades y tecnologías que permitirán maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, éste fue estructurado y elaborado con base en los alcances y objetivos de acuerdo a la resolución vigente por la Comisión.

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

En relación a la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que el Plan de desarrollo para la Extracción es congruente con los objetivos definidos por el Contratista, los cuales son: maximizar el factor de recuperación en condiciones técnica y económicamente viables, definir un programa de aprovechamiento de gas acorde al Área Contractual, así como establecer los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos una vez que se cuente con la información necesaria para ello.

En este sentido, se estima que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas, así como un programa de inversiones acorde con las actividades propuestas para la consecución de dichos objetivos, sentando las bases, a través de un programa de actividades consistente con los alcances definidos en el mismo, para un desarrollo del Área Contractual en condiciones adecuadas.

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

El Contratista plantea el aprovechamiento del gas producido, como un punto prioritario en el Plan del Campo, basado en un análisis detallado que incluye el impacto operativo, costos asociados por producción y el uso del gas producido como combustible o en sistemas de producción artificial por medio de un tratamiento para el endulzamiento del gas, dado que contiene H₂S. Se considera la construcción de tubería de recolección y líneas de descarga del pozo a perforar hasta la instalación existente (Batería Artesa), para alcanzar y mantener un nivel de aprovechamiento del 98% anual, de acuerdo a las disposiciones técnicas de la Comisión para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos



VI. Contar con los Mecanismos de Medición de la producción de hidrocarburos.

El Contratista presentó una propuesta conceptual en la que contempla diversas acciones generales respecto a los Mecanismos de Medición a diseñar una vez que 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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 Volumen y Calidad. 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 la Resolución CNH.E.33.013/16, mediante la cual resolvió aprobar la propuesta de Medición de los Hidrocarburos y de Punto de Medición provisional del 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 Resultado 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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.33.013/16** 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]

De las consideraciones antes expuestas, se advierte que conforme a la Resolución **CNH.E.33.013/16**, los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos forman parte de los Mecanismos de Medición. En este sentido, y conforme a lo dispuesto en el inciso C, del Anexo Único de los Criterios, el Contratista se encuentra facultado para seguir operando al amparo de los procedimientos de entrega y recepción establecidos en el Plan Provisional aprobado, con lo cual cuneta 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 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 Resolución **CNH.E.33.013/16**.

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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.

Lo anterior, a excepción de los procedimientos de entrega y recepción establecidos en el citado Plan Provisional, bajo los cuales seguirá operando el Contratista previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición que correspondan.

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.430.2017.0083, recibido en la Comisión el 29 de marzo de 2017, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional presentado por el Contratista. Dicho programa se considera una obligación del Contratista y formará parte integrante del Contrato, en términos de lo establecido en la Cláusula 18.3 y el numeral 9 del Anexo 9 del Contrato.

OCTAVO. - Que 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 la Cláusula 18.3 y el numeral 9 del Anexo 9 del Contrato.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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-A25/2015, 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.04.016/16 a excepción de los procedimientos de entrega y recepción establecidos en el mismo, bajo los cuales seguirá operando el Contratista en los términos previstos en el Considerando QUINTO de la presente Resolución.

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

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

SEXTO.- Notificar el contenido de la presente Resolución al Contratista y hacerla del conocimiento de las Secretarías de Energía, Economía, y de Hacienda y Crédito Público; de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y, de las Direcciones Generales de Contratos y, de Asignaciones y Contratos de Extracción de esta Comisión, para los efectos a que haya lugar.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SÉPTIMO. - Inscribir la presente Resolución CNH.E.12.009/17 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 Regulatorios Coordinados en Materia Energética.

CIUDAD DE MÉXICO, A 7 DE ABRIL DE 2017.

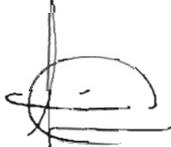
COMISIONADOS INTEGRANTES DEL ÓRGANO DE GOBIERNO DE LA
COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS



JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO PRESIDENTE



ALMA AMÉRICA PORRES LUNA
COMISIONADA



NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO



SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO



HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX
COMISIONADO



HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO



GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ
COMISIONADO



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A25/2015

Propuesta de Dictamen Técnico del Plan de
Desarrollo del Área Contractual 25 Topén

Operador: Renaissance Oil Corp, S.A. de C.V.

Two blue ink signatures are present. The one on the left is a cursive signature, and the one on the right is a more stylized signature.

Abril 2017

Contenido

| | |
|---|----|
| CONTENIDO..... | 2 |
| I. INTRODUCCIÓN..... | 3 |
| II. GENERALIDADES DEL CONTRATO | 7 |
| III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN..... | 8 |
| IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN | 10 |
| V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA..... | 24 |
| VI. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS | 27 |
| VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA | 28 |
| VIII. RESULTADO DE LA OPINIÓN TÉCNICA..... | 29 |

I. Introducción

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) 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, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veinticinco Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 20 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 25, con un Valor Mínimo de la Regalía Adicional del 78.79% y 25% de incremento en el Programa Mínimo de Trabajo.

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 25 al Licitante Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V. Finalmente, la Comisión y el Operador Renaissance Oil Corp., S.A. de C.V. (en adelante Contratista), formalizaron el 10 de mayo de 2016 (en adelante Fecha Efectiva), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 (en lo subsecuente, Contrato).

Conforme a 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 Operador sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Desarrollo (en adelante 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.*

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

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

Por lo anterior, se advierte que el objetivo del Plan de Desarrollo previsto en los Contratos es garantizar la continuidad de la producción, por lo que, una vez que el Contratista concluya el Período 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.

En este sentido, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, inició el procedimiento de análisis técnico correspondiente, a fin de poner a consideración del Órgano de Gobierno la presente propuesta de Dictamen Técnico.



II. Generalidades del Contrato

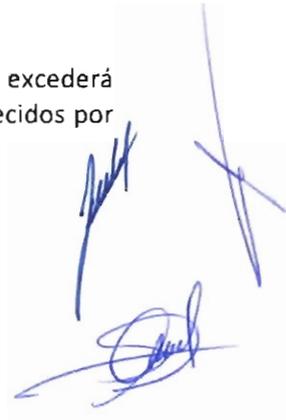
El Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 (en adelante, Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 10 de mayo de 2016 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y por la otra parte, Renaissance Oil Corp., S.A. DE C.V.

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

Renaissance Oil Corp., S.A. DE C.V., es una sociedad mercantil constituida de acuerdo con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se encuentra representada por Craig Allan Steinke, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 72,627, Vol. 1,752, otorgada ante el Notario Público No. 1 del Distrito Federal, Lic. Roberto Nuñez y Bandera, de fecha 15 de diciembre de 2014.

Conforme con 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 ROC-CDMX-038/2016, con fecha del 7 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Desarrollo del Área Contractual 25 Campo Topén a la Comisión.

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

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016 de fecha 23 de septiembre de 2016, la ASEA notificó no contar con los elementos técnicos y documentales suficientes, para evaluar los Programas de Administración de Riesgos, incluido el Plan presente

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 220.2056/2016 mediante el cual notifica al Contratista sobre la ampliación del plazo para prevenir respecto a la suficiencia documental del plan de evaluación presentado.

A través del oficio 220.2135/2016 de fecha 10 de octubre, la Comisión hizo del conocimiento del Contratista la Resolución CNH.E.54.001/2016 por la que la CNH emite criterios aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2016. En la misma fecha, por medio del oficio 250.048/2016, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan presentado.

A través de los oficios 250.096/2016 y 250.137/2016 de fechas 25 de octubre de 2016 y 4 de noviembre del mismo año, respectivamente, la Comisión remitió al Contratista diversos alcances y aclaraciones referentes a la prevención mencionada.

El Contratista presentó a la Comisión la atención a las prevenciones sobre el Plan el día 15 de noviembre de 2016, por medio del oficio ROC-CDMX-095/2016.

Esta información fue remitida a la SE a través de oficio 250.169/2016 de fecha 25 de noviembre de 2016, acompañado de la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista para desahogar la prevención, en el ámbito de la competencia de dicha dependencia.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2016.0186 de fecha 1 de diciembre de 2016, en el cual determina que el Contratista presentó la información suficiente para iniciar la evaluación de los Programas de Cumplimiento de contenido nacional.

Mediante oficio 250.187/2016 de fecha 2 de diciembre de 2016, la Comisión notificó al contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.

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

A través del oficio 250.0043/2017 la Comisión citó a reunión de trabajo al Operador Petrolero con el fin de resolver diversos cuestionamientos técnicos referentes al Plan, dicha reunión se llevó a cabo en las instalaciones de la Comisión el día 09 de febrero de 2017.

Por medio del oficio 260.049/2017 de fecha 3 de febrero de 2017, la Comisión solicita a la Agencia información respecto del estado actual que guardan los trámites que deben realizar ante dicha dependencia diversos Contratistas, entre los que se encuentra Renaissance Oil Corp., S.A. DE C.V.

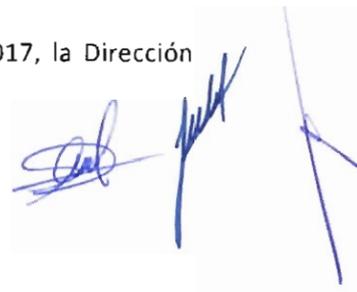
El 10 de febrero de 2017 la Agencia emitió el oficio ASEA/UGI/0043/2017, a través del cual informa el estado actual que diversos Contratistas deben realizar ante esa Dependencia.

Por medio del oficio ROC-CDMX-055-2017 de fecha 13 de marzo de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo mencionada.

Por medio del oficio 250.0096/2017 de fecha 21 de marzo de 2017, La Comisión remite diversa información y solicitud de opinión relativa al Plan de Evaluación en materia de Contenido Nacional a la SE.

Respuesta a solicitud anterior, la SE emitió la opinión favorable respecto del Contenido Nacional mediante oficio UCN.430.2017.0083 de fecha 29 de marzo 2017.

Finalmente, por medio del Memorándum 272.017/2017 de fecha 31 de marzo de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, emite opinión técnica respecto del Plan.



IV. Análisis de los elementos del Plan

a. Datos generales del Área Contractual

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

| Concepto | |
|------------------------------|---|
| Nombre | Área Contractual 25, Topén. |
| Estado y municipio | Chiapas, Juárez |
| Área contractual | 25.3 km ² |
| Profundidad para extracción | 3389 mvbmr. |
| Profundidad para exploración | Sin Restricciones |
| Formación y/o campos | Sierra Madre (Cretácico) – Topén |
| Colindancias | 47 km al Suroeste de Villahermosa, Tabasco. |

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

b. Objetivo

El objetivo general del "Plan de Desarrollo" es evaluar la potencialidad del campo, obtener producción comercial de hidrocarburos de manera segura y contribuir en la recuperación eficiente de las reservas de hidrocarburo. Es importante mencionar que el periodo del "Plan de Desarrollo", tendrá una duración de 24 meses. Las actividades visualizadas para el Plan de Desarrollo se describen dentro "Actividades de Desarrollo y Metas Físicas" del presente documento y podrán ser reformuladas acorde con los resultados del periodo del Plan de Evaluación. La inversión y gastos de operación esta estimados en: **US\$ 1,110,372.37** (un millón ciento diez mil trescientos setenta y dos con 37/100 dólares estadounidenses).

Es de resaltar, que durante esta etapa no están programadas actividades de perforación y/o intervención mayor ni menor a pozos para el mantenimiento o incremento de la actual producción del campo, solo se considera realizar actividades de mantenimiento y mediciones de producción.

c. Alcance

En general, el actual Plan de Desarrollo del campo Topén tiene los siguientes alcances:

- Visita al campo para verificar condiciones de pozos e infraestructura de producción y visualizar el posible impacto ambiental y social.
- Mediciones mensuales de la producción de los pozos (agua, gas y aceite), para verificar y/o validar la producción del campo.
- Mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones (Ductos), de acuerdo al PAID (Plan de Administración de Integridad de Ductos).
- Operación, mantenimiento y calibración del sistema de medición de transferencia de hidrocarburos producidos, para cumplir con los lineamientos de mediciones aplicables.

d. Actividades del Plan

El Contratista presentó la propuesta para 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 |
|--|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| General | | | | | | | | | | | | | |
| | Administración de contratos, gestión de actividades y gastos generales. | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Pruebas de Producción | | | | | | | | | | | | | |
| | Equipamiento de pozo. | 1 | | | | | | 1 | | | | 2 | 2 |
| Ingeniería de Yacimientos | | | | | | | | | | | | | |
| | Cálculo de reservas y estimaciones de producción, simulación y caracterización de Yacimientos. | | | | | | 1 | | | | | 2 | 2 |
| Seguridad, Salud y Medio Ambiente | | | | | | | | | | | | | |
| | Implementación, seguimiento y auditorías. | 61 | 61 | 62 | 61 | 61 | 63 | 61 | 61 | 62 | 61 | 62 | 62 |

| Sub-actividad | Mes 13 | Mes 14 | Mes 15 | Mes 16 | Mes 17 | Mes 18 | Mes 19 | Mes 20 | Mes 21 | Mes 22 | Mes 23 | Mes 24 | TOTAL |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| General | | | | | | | | | | | | | |
| | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 288 |
| Pruebas de Producción | | | | | | | | | | | | | |
| | 3 | | | | | | 1 | | 1 | 1 | 2 | 1 | 15 |
| Ingeniería de Yacimientos | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | | | 1 | | | | 1 | 1 | 4 | 13 |
| Seguridad, Salud y Medio Ambiente | | | | | | | | | | | | | |
| | 61 | 61 | 62 | 61 | 61 | 63 | 61 | 61 | 62 | 61 | 62 | 62 | 1476 |

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

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 |
|---|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Operación de Instalaciones de Producción | | | | | | | | | | | | | |
| | Operaciones de instalaciones de producción y ductos. | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 31 | 32 | 32 |
| Ductos | | | | | | | | | | | | | |
| | Mantenimiento y operación de ductos | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |

| Mes 13 | Mes 14 | Mes 15 | Mes 16 | Mes 17 | Mes 18 | Mes 19 | Mes 20 | Mes 21 | Mes 22 | Mes 23 | Mes 24 | Total |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| 33 | 32 | 32 | 33 | 32 | 32 | 33 | 32 | 32 | 33 | 32 | 32 | 762 |
| 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 120 |

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

Enfoque considerado de desarrollo

El enfoque alternativo visualizado para el Plan de Desarrollo para el Área Contractual.

Los Sistemas Artificiales de Producción son una opción en el Área Contractual, el cual se considera un campo maduro ya que su energía ha declinado, esta situación indica que los sistemas más recomendados o factibles para el campo son bombeo neumático (gas lift), bombeo electro-centrífugo y bombeo hidráulico jet. Los cuales podrán ser analizados con base a los resultados de la de evaluación.

El Contratista no contempla la extensión fuera del Área Contractual.

e. Pronóstico de producción

En la Tabla 4 y Figura 1, se muestra el pronóstico de producción de aceite 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 en verde la expectativa incremental de la producción debido reparación mayor y a la perforación de un pozo, cuya producción se verá reflejada en los meses 3 y 10, respectivamente del periodo de evaluación.

| Mes | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Aceite Base (bpd) | 226 | 210 | 195 | 181 | 168 | 156 | 145 | 135 | 125 | 116 | 108 | 100 |
| Act. Evaluación (bpd) | 0 | 0 | 258 | 260 | 242 | 267 | 263 | 271 | 266 | 766 | 764 | 759 |
| Total (bpd) | 226 | 210 | 453 | 441 | 410 | 423 | 408 | 406 | 391 | 882 | 872 | 859 |

| Mes | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Total |
|-----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----------------|
| Aceite Base (bpd) | 93 | 86 | 81 | 75 | 69 | 64 | 60 | 55 | 52 | 48 | 44 | 41 | 80.052 (mbls) |
| Act. Evaluación (bpd) | 765 | 757 | 756 | 751 | 729 | 677 | 629 | 584 | 542 | 504 | 468 | 434 | 356.064 (mbls) |
| Total (bpd) | 858 | 843 | 837 | 826 | 798 | 741 | 689 | 639 | 594 | 552 | 512 | 475 | 436.116 (mbls) |

Tabla 4. Pronóstico de producción del aceite (Fuente: Comisión con datos de Contratista).

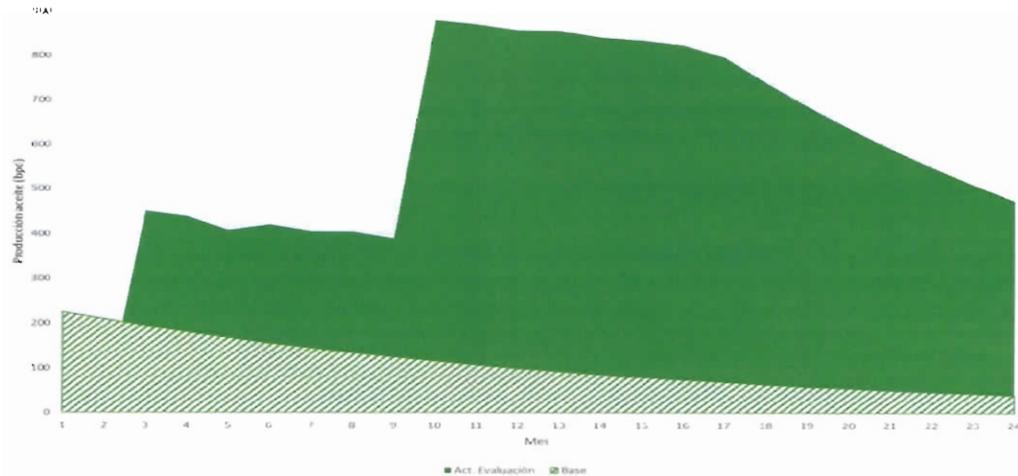


Figura 1. Pronóstico de producción de aceite (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Tabla 5 y Figura 2, 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, en color rojo sólido. Esta última, estará sujeta al éxito de las actividades contempladas en el Plan de Evaluación. El contratista pronostica llegar a un pico de producción de gas de 0.957 mmpcd hacia el décimo mes de ejecución del Plan.

| Mes | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Gas Base (mmpcd) | 0.237 | 0.228 | 0.221 | 0.214 | 0.207 | 0.200 | 0.193 | 0.186 | 0.179 | 0.172 | 0.165 | 0.158 |
| Act. Evaluación (mmpcd) | 0 | 0 | 0.247 | 0.229 | 0.197 | 0.211 | 0.201 | 0.206 | 0.200 | 0.785 | 0.788 | 0.784 |
| Total (mmpcd) | 0.237 | 0.228 | 0.468 | 0.443 | 0.404 | 0.411 | 0.394 | 0.392 | 0.379 | 0.957 | 0.953 | 0.942 |

| Mes | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Total |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------------|
| Gas Base (mmpcd) | 0.151 | 0.144 | 0.137 | 0.130 | 0.123 | 0.116 | 0.109 | 0.102 | 0.095 | 0.088 | 0.081 | 0.074 | 112.777 (mmpcd) |
| Act. Evaluación (mmpcd) | 0.792 | 0.787 | 0.794 | 0.794 | 0.776 | 0.791 | 0.773 | 0.755 | 0.737 | 0.718 | 0.700 | 0.682 | 393.578 (mmpcd) |
| Total (mmpcd) | 0.943 | 0.931 | 0.931 | 0.924 | 0.899 | 0.907 | 0.882 | 0.857 | 0.832 | 0.806 | 0.781 | 0.756 | 506.355 (mmpcd) |

Tabla 5. Pronóstico de producción del gas (Fuente: Comisión con datos de Contratista).

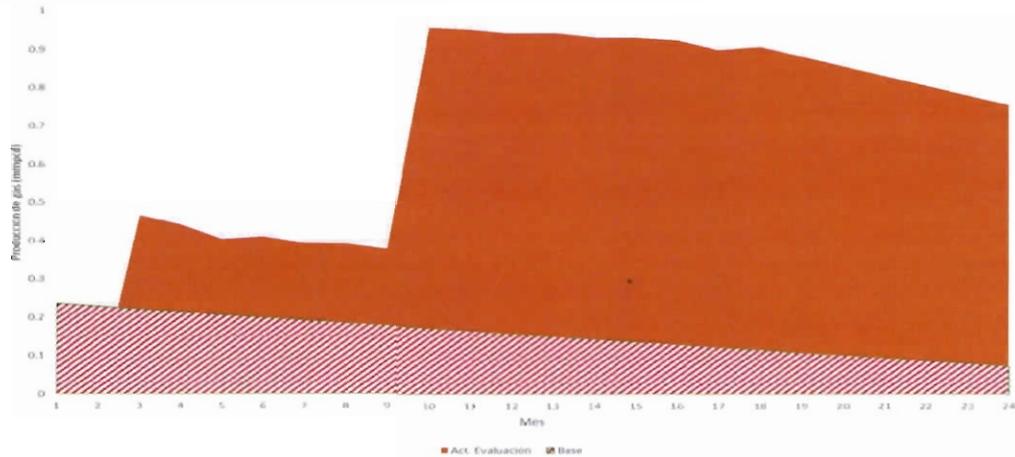


Figura 2. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Comisión con datos de Contratista).

En la Tabla 6 y Figura 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.

| Mes | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-----------------------|---|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Agua Base (bpd) | 9 | 16 | 18 | 20 | 21 | 23 | 25 | 27 | 29 | 30 | 32 | 34 |
| Act. Evaluación (bpd) | 0 | 0 | 24 | 27 | 42 | 51 | 68 | 80 | 100 | 119 | 144 | 165 |
| Total (bpd) | 9 | 16 | 42 | 47 | 63 | 74 | 93 | 107 | 129 | 149 | 176 | 199 |

| Mes | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | Total |
|-----------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----------------|
| AguaBase (bpd) | 36 | 37 | 39 | 40 | 41 | 44 | 46 | 48 | 50 | 51 | 53 | 55 | 25.154 (mbls) |
| Act. Evaluación (bpd) | 196 | 223 | 261 | 292 | 331 | 381 | 412 | 455 | 500 | 548 | 597 | 649 | 172.148 (mbls) |
| Total (bpd) | 232 | 260 | 300 | 332 | 372 | 425 | 458 | 503 | 550 | 599 | 650 | 704 | 197.302 (mbls) |

Tabla 6. Pronóstico de producción de agua (Fuente: Comisión con datos de Contratista).

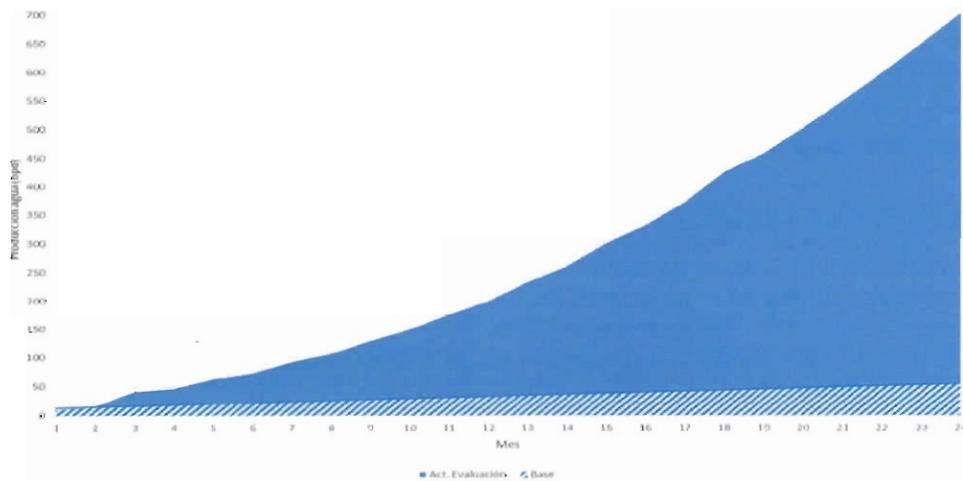


Figura 3. Pronóstico de producción de agua (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En el periodo del Plan, el operador propone la recuperación de un volumen de aceite de 436.116 mbbls y un volumen de gas de 506.355 mmpc. Los volúmenes anteriores hacen referencia a los volúmenes totales esperados en los 24 meses de la vigencia del Plan, sin embargo, el volumen a recuperar asociado a la continuidad operativa y de producción (producción base) es de 80.052 mbbls de aceite y 112.777 mmpc, mientras que el volumen a recuperar asociado a las actividades del plan de evaluación (producción incremental) en caso de resultar exitosas sería de 356.064 mbbls de aceite y 393.578 mmpc de gas. Los volúmenes a recuperar presentados por el operador presentan coherencia con los volúmenes remanentes de los yacimientos.

El equipo técnico evaluó 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 aceite en un 0.99% y de gas en un 0.7%. 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 del Plan de Desarrollo que presente el Contratista en cumplimiento a la Resolución, tomando en consideración las estimaciones volumétricas y estimaciones del factor de recuperación que deriven de los resultados obtenidos de las actividades que ejecute el Contratista en el Periodo de Evaluación.

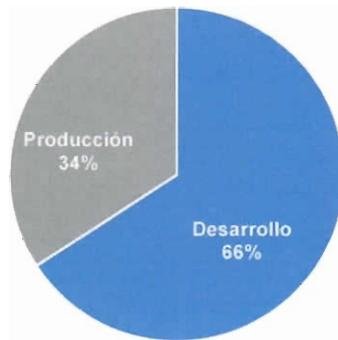
f. Inversiones y gastos de operación

El objetivo de las actividades del Plan de Desarrollo es evaluar el potencial del campo Topén, obtener producción comercial de hidrocarburos de manera óptima, así como contribuir con la recuperación eficiente de las reservas de hidrocarburos en el Cretácico Medio, en un periodo de 24 meses de duración.

La estimación de los costos tuvo como base las siguientes premisas:

- ✓ Tipo de cambio de 20 MXN/USD
- ✓ Pronóstico de producción acumulada esperada del pozo productor Topén 3, más el acumulado de la reparación mayor a Topén 21 y el acumulado de la localización TOPEN LOC 1, Tabla XXX.
- ✓ No se consideró necesario realizar inversiones mayores en cuanto a instalaciones, ya que actualmente se cuenta con una instalación de proceso.
- ✓ El mantenimiento y aprovechamiento de la infraestructura existente es un factor importante en cuanto a los costos de operación, ya que permite cumplir con los objetivos de producción propuestos en este periodo y la estrategia expuesta.
- ✓ Los costos de mano de obra desglosados son estimaciones proyectadas y el Operador realizará licitaciones de todos los equipos y servicios, previo al inicio de las operaciones, con el fin de reducir los costos y fomentar un mercado competitivo.
- ✓ No se programaron actividades de perforación y/o intervención mayor ni menor a pozos para el mantenimiento o incremento de la producción actual del campo, sólo se consideró realizar actividades de mantenimiento y mediciones de producción.
- ✓ Las actividades visualizadas para el Plan de Desarrollo podrán ser reformuladas de acuerdo con los resultados del Plan de Evaluación.

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



Total de inversiones y gastos de operación: \$1,110,372 (monto en dólares de Estados Unidos)
 Figura 4. Distribución del Presupuesto del Plan de Desarrollo por Actividad Petrolera.
 (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

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

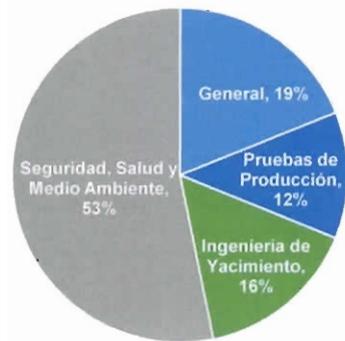
| Actividad | Presupuesto Indicativo |
|--------------|------------------------|
| Desarrollo | 730,372 |
| Producción | 380,000 |
| Total | 1,110,372 |

Tabla 7.¹ Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A25/2015.
 (Montos en dólares de Estados Unidos)
 (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

¹ Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

Actividad Desarrollo

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



\$ 730,372.37 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Figura 5. Distribución del Presupuesto Plan de Desarrollo, 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 |
|--|---|----------------------------|
| General | | 137,600 |
| | Administración de contratos. | 20,800 |
| | Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto. | 116,800 |
| Pruebas de Producción | | 89,800 |
| | Equipamiento de Pozos | 89,800 |
| Ingeniería de Yacimiento | | 114,263 |
| | Cálculo de Reservas y estimaciones de producción | 34,583 |
| | Estudios de presión, volumen y temperatura (PVT) | 79,680 |
| Seguridad, Salud y Medio Ambiente | | 388,709 |
| | Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente. | 25,800 |
| | Prevención y detección de incendio y fugas de gas. | 96,000 |
| | Implementación y seguimiento. | 156,000 |
| | Auditoría ambiental. | 105,709 |
| | Auditorías de seguridad. | 5,200 |
| Total | | 730,372² |

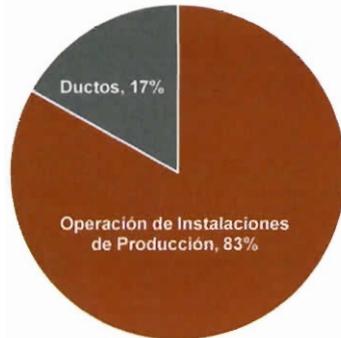
Tabla 8.³ Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 (Montos en dólares de Estados Unidos) (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

² En el Presupuesto del Plan de Evaluación las Tareas *Equipamiento de Pozos*, *Estudios de presión y volumen temperatura PVT* y *Mantenimiento de las instalaciones de producción* coinciden en términos totales.

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

Actividad Producción

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



\$ 380,000 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Figura 6. Distribución del Presupuesto Plan de Desarrollo, 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 |
|---|---|----------------------------|
| Operación de instalaciones de Producción | | 316,000 |
| | Mantenimiento de las instalaciones de producción. | 168,000 |
| | Operación de las instalaciones de producción. | 148,000 |
| Ductos | | 64,000 |
| | Mantenimiento de ductos. | 32,000 |
| | Operación de ductos. | 32,000 |
| Total | | 380,000⁴ |

Tabla 9⁵. Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad *Producción* del Contrato CNH-R01-L03-A25/2015 (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.

⁴ En el Presupuesto del Plan de Evaluación la Tarea *Operación de las instalaciones de producción* coincide en términos totales.

⁵ Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

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:

En el periodo de desarrollo se propone la implementación de un sistema estructurado para las actividades de medición de hidrocarburos producidos dentro del área contractual incluyendo los principales elementos: Personal, Equipos y Procedimientos, el cual tiene como objetivo principal conformar un sistema de medición confiable y seguro, basado en la reducción de la incertidumbre a partir de la medición a nivel de pozo, hasta su llegada al punto de transferencia de custodia.

En esta propuesta se considera el seguimiento a los aspectos principales del sistema de medición de acuerdo con los siguientes puntos:

- Elaboración de procedimiento de operación del sistema
- Formato de reporte de medición
- Control y seguimiento del plan de mantenimiento y calibración
- Elaboración de calibraciones con el nivel de incertidumbre del punto de medición.

Los lineamientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), recomiendan que para la medición de hidrocarburos se debe contar con un sistema estructurado por al menos tres elementos principales: Personal, Equipos y Procedimientos, en este sentido el objetivo es alcanzar un alto grado de confiabilidad y seguridad operativa en la cadena de producción, reduciendo la incertidumbre desde los pozos hasta el punto de transferencia de custodia, de acuerdo con la publicación del diario Oficial de la Federación.

De igual manera, serán incluidos los análisis y balances inicial, intermedio y final, a fin de poder darle trazabilidad a los fenómenos que afectan la medición de los hidrocarburos, incluyendo el encogimiento, evaporación, fugas, corte de agua, etc., considerando que el conocimiento de los mismos son determinantes para la medición del volumen total de producción.

Para la elaboración de los balances, se utilizará la información disponible (operativa) de cada pozo, incluyendo la medición independiente por pozo, que se maneja actualmente en el campo, autónomo al sistema de transporte y procesamiento, se contará con una descripción de las condiciones de operación a partir de la salida de la corriente del pozo, la red de recolección y manejo de corrientes dentro del área asignada, hasta su llegada a la instalación de proceso y las condiciones correspondientes.

Así mismo, la verificación y las auditorías internas o externas, se efectuarán de acuerdo con lo establecido en la guía emitida por la CNH, con el objetivo de identificar las acciones de mejora en materia de medición e identificación de dichas oportunidades.

Dentro de este plan de desarrollo, se considera que la medición de producción en los pozos pertenecientes al campo Topén, se utilizará la técnica de Aforos, la cual consiste en medir el flujo por un tiempo determinado, alineando la producción de pozo a equipos separadores trifásicos de medición, adicionalmente las corrientes transportadas por líneas de descarga individuales o cabezales de recolección hacia la Bateria de Separación Artesa, el volumen bruto del aceite producido será medido

en tanques verticales (medición de nivel con cinta o sensores electrónicos de nivel), de igual manera la producción de gas se realizara mediante el uso de placa de orificio.

El área de operaciones de producción, determinara y elaborara el diagrama detallado de la ubicación de los instrumentos de medición, la cual utilizara la tecnología que resulte de la evaluación técnico-económica correspondiente (actualmente en elaboración), incluyendo las condiciones operativas presente y la estimación volumétrica de los hidrocarburos contenidos en el sistema, el cual es la base para la determinación de los requerimientos del sistema de producción para establecer el más adecuado sistema para cumplir con los LTMMH y la economía del proyecto.

El establecimiento de los mecanismos de medición y de las instalaciones producción que influyen en la medición de los hidrocarburos, se encuentran en análisis y evaluación de los mismos, considerando las condiciones operativas presente y la estimación volumétrica de los hidrocarburos contenidos en el sistema. Este programa será incluido en el plan de ingeniería, evaluación e implementación del sistema, que incluyen los parámetros y condiciones actuales de las instalaciones que reciben la producción del campo.

La Batería de Separación Artesa recibe la mezcla de hidrocarburos provenientes de los campos Artesa y Topén, en esta instalación se realiza el proceso de separación de fases, rectificación de gas, estabilización, recuperación de vapores y deshidratación, además del bombeo y medición de aceite y gas.

Considerando el uso de un área dentro de estas instalaciones, se considera que el o los equipos necesarios para efectuar la medición de la producción, corresponda a un equipo acorde con los lineamientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, dentro de las cuales seria las opciones mostradas de manera siguiente:

Los medidores tipo ultrasónico tienen una relación de rango alta, se construyen en diámetros grandes, tienen bajo costo de mantenimiento, se emplean con fluidos de baja y mediana viscosidad. En cuanto al desempeño de este tipo de medidores, este es afectado por el flujo turbulento, partículas presentes en el fluido y alto contenido de agua mayor al 20%.

Adicionalmente, los lineamientos de la CNH incluyen que el sistema permita realizar la medición de hidrocarburos con trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales o en su defecto con base en estándares de medición, incluidos la selección de los instrumentos adecuados para las características de fluido y condiciones operativas. Considerando lo anterior, en la siguiente figura se ilustra un esquema típico de un tren de medición de transferencia de hidrocarburos con sistema de medición tipo Coriolis.

Para la medición del gas producido, los lineamientos de la CNH (Artículo 16), la selección de los instrumentos de medida debe realizarse de acuerdo con el tipo de fluido, condiciones del proceso y los volúmenes a manejar. Los instrumentos de medida que pueden ser de diferente tipo, incluyendo placas de orificio el cual es un elemento con aplicaciones para gas.

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

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

Para efecto de estar en posibilidad de determinar técnicamente dichas competencias técnicas, estándares, procedimientos y sistemas de medición para el desarrollo del Área Contractual no solo para dar continuidad operativa a la producción sino a lo largo del ciclo de vida del campo, es imperante tener certidumbre del Potencial Petrolero y las características de Producción del Área Contractual, en términos de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir, lo cual se obtiene durante el Periodo de Evaluación, tal y como se señala a continuación:

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

En este sentido, el Contratista tendrá certidumbre respecto de la información técnica necesaria para la correcta selección de los Sistemas de Medición con base en los resultados obtenidos de la perforación de 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 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.33.13/16.

h. Comercialización de hidrocarburos

Considerando que el punto señalado es compartido, se establece que este es solo de medición de transferencia, efectuando un balance de masa o volumen a las condiciones de referencia para cada tipo de fluido (Agua, Aceite y Gas), por lo cual no se considera como punto de comercialización.

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

Uno de los indicadores de desempeño, así como un asunto de prioridad para el proyecto es el aprovechamiento del gas, evitando la quema y venteo del mismo debido a sus efectos ambientales

negativos, en este sentido los volúmenes de gas producidos serán manejados de manera segura en las instalaciones existentes.

En este periodo se considera el aprovechamiento del volumen de gas producido, basado en un análisis detallado que incluye el impacto operativo, costos asociados por producción y el uso del gas producido como combustible o en sistemas artificiales, integrado en un programa que incluye el gas venteado y quemado, incluyendo las disposiciones técnicas para evitar y/o reducir esta actividad en los trabajos a desarrollar durante la etapa de evaluación.

Entre otros aspectos se considera la construcción previa de la tubería de recolección y líneas de descarga de los pozos a perforar, para contar con la infraestructura de recolección hasta la instalación existente (Artesa), evitando con ello la quema temporal o cierre de pozo por falta de la misma. Por otro lado, se considera el aprovechamiento del gas producido para su uso como combustible de las unidades de compresión en los sistemas de producción artificial, esto por medio del uso de filtros para el endulzamiento del gas (contiene H₂S), reduciendo así costos importantes por el consumo de gas L.P.

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



V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa

A continuación, se muestran los indicadores clave de desempeño que el Contratista determinó 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 10:

| INDICADOR | META | UNIDAD DE MEDIDA | FRECUENCIA DE MEDICION | FRECUENCIA DE REPORTE A LA CNH |
|--------------------------------|--|---|------------------------|--------------------------------|
| Producción | Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del campo con respecto a la planificada. | Porcentaje de desviación DPA = $[(PA_{real} - PA_{plan}) / PA_{plan}] \times 100$ | Mensual | Mensual |
| Productividad | Producción promedio de un pozo respecto al total de pozos. | Barriles por día (bd) Producción promedio diaria de un pozo dividida entre el número total de pozos. | Mensual | Mensual |
| Aprovechamiento de gas natural | Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento del gas real respecto al planificado. | Porcentaje de desviación DAGP = $[(AGN_{real} - AGN_{plan}) / AGN_{plan}] \times 100$ | Mensual | Mensual |
| Desarrollo de reservas | Porcentaje de desviación de desarrollo de reservas con respecto al programado | Porcentaje de desviación DDR = $[(DR_{real} - DR_{plan}) / DR_{plan}] \times 100$ | Trimestral | Trimestral |
| Factor de recuperación | Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planificado a un tiempo determinado | Porcentaje de desviación DFR = $[(FR_{real} - FR_{plan}) / FR_{plan}] \times 100$ | Trimestral | Trimestral |
| Gasto de operación | Porcentaje de desviación del gasto de operación real respecto al planificado en un tiempo determinado | Porcentaje de desviación DGO = $[(GO_{real} - GO_{plan}) / GO_{plan}] \times 100$ | Trimestral | Trimestral |
| Contenido Nacional | Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al planificado | Porcentaje de desviación DCN = $[(CN_{real} - CN_{plan}) / CN_{plan}] \times 100$ | Trimestral | Trimestral |

Tabla 10. Indicadores de Gestión para el Plan de Desarrollo Área Contractual (Fuente: Contratista)

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

1. Como parte del seguimiento que la Comisión le dará a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en las Tablas 11 y 12 para las Actividades Desarrollo y Producción, respectivamente.

Actividad Desarrollo

| Sub-actividad | | Programa de Inversiones (USD) | Inversiones ejercidas (USD) | Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas |
|--------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|--|
| SA-16 | General | 137,600.00 | | |
| SA-20 | Pruebas de Producción | 89,800.00 | | |
| SA-21 | Ingeniería de Yacimientos | 114,263.00 | | |
| SA-25 | Seguridad, Salud y Medio Ambiente | 388,709.00 | | |
| Presupuesto Total | | 730,372.00 | | |

Tabla 11. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad Desarrollo (Fuente: Comisión).

Actividad Producción

| Sub-actividad | | Programa de Inversiones (USD) | Inversiones ejercidas (USD) | Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas |
|--------------------------|--|-------------------------------|-----------------------------|--|
| SA-33 | Operaciones de Instalaciones de Producción | 316,000.00 | | |
| SA-34 | Ductos | 64,000.00 | | |
| Presupuesto Total | | 380,000.00 | | |

Tabla 12. 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 13 y 14 para las Actividades Desarrollo y Producción, respectivamente.

Actividad Desarrollo

| Sub-actividad | | Programa de actividades (actividad) | Actividades ejecutadas (actividad) | Indicador Programa de Actividades/ ejecutadas |
|---------------|-----------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|---|
| i. | General | 288 | | |
| iii. | Pruebas de Producción | 15 | | |
| iv. | Ingeniería de Yacimientos | 13 | | |
| v. | Seguridad, Salud y Medio Ambiente | 1476 | | |

Tabla 13. 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. | Operaciones de Instalaciones y Producción | 762 | | |
| ii. | Ductos | 120 | | |

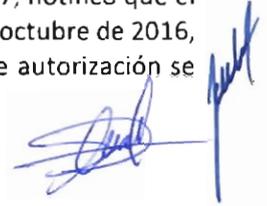
Tabla 14. Indicador de desempeño del programa de actividades en función de las actividades ejecutadas para la Actividad Producción (Fuente: Comisión).



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.10 del Anexo 1 de los Lineamientos.

En atención a lo anterior, la Agencia evaluó dicho Sistema de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017 del 10 de febrero de 2017, notificó que 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 agosto del presente año.



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

En relación al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, el cual considera, entre otros, la transferencia de tecnología, en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, el Contratista presentó diversa información relacionada, conforme a la cláusula 18.3, 18.5, el numeral 9 del Anexo 9 del Contrato, así como al apartado VIII del Anexo II de los Lineamientos.

Sobre el particular, la Secretaría de Economía a través de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2017.0083 de fecha 29 de marzo de 2017, notificó a esta Comisión, que es probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Desarrollo en 31% para el primer año y 30.06% para el segundo año del Plan de Desarrollo. Sin embargo, el Contratista presentó gastos excluidos del cálculo de contenido nacional, como es el caso de pago por Permisos y Licencias, los cuales deberán ser excluidos.



VIII. Resultado de la opinión técnica

Derivado del análisis realizado del Plan presentado por el Contratista, el equipo técnico de la Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista de conformidad con los criterios generales emitidos por la Comisión mediante Resolución CNH.E.54.001/16, en relación con el contenido del Contrato y los Lineamientos en lo conducente, por lo que se determinó que en cumplimiento a dicha Resolución, el Plan busca dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan provisional aprobado por la Comisión para el Área Contractual. Adicionalmente, se observa lo siguiente:

- El Plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad de producción, complementadas por actividades de toma de información de los pozos, a fin de evaluar el comportamiento de la producción mediante las actividades de Ingeniería de Yacimientos como seguimiento, pruebas de producción, operación y mantenimiento de ductos.
- En atención al plan de producción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor de recuperación de aceite incrementará en un 0.99%, mientras que el de gas incrementará en un 0.7%, la maximización del factor de recuperación podrá ser distinta en términos del Plan de Desarrollo que presente el Contratista en cumplimiento a la Resolución. Acotado para los 24 meses del Plan, a través de la ejecución de RMA (Topén-21) para la recuperación de hidrocarburos, las cuales arrojan una producción esperada promedio de 258 bpd de aceite y 0.242 mmpcd de gas. Y la localización y perforación de un pozo (Topén LOC 1) con producciones iniciales estimadas de 500 bpd de aceite y 0.580 mmpcd de gas.
- De acuerdo al Plan, el Contratista busca obtener información y el conocimiento adecuado de los yacimientos para posteriormente definir los volúmenes en sitio 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.
- 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.33.13/16 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 operará 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, que deberán ser aprobados por la Comisión.
- El Contratista plantea el aprovechamiento del gas producido, como un punto prioritario en el Plan , basado en un análisis detallado que incluye el impacto operativo, costos asociados por producción y el uso del gas producido como combustible o en sistemas de producción artificial por medio de uso de filtros para el endulzamiento del gas, dado que contiene H₂S. Se considera la construcción de tubería de recolección y líneas de descarga del pozo a perforar hasta la instalación existente (Batería Artesa), para alcanzar y mantener un nivel de aprovechamiento del 98% anual, de acuerdo a las disposiciones técnicas de la Comisión para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.
- El Plan de Desarrollo contempla actividades y tecnologías que permitirán maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, éste fue estructurado y elaborado con base en los alcances y objetivos de acuerdo a la resolución vigente por la Comisión.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar en favor del Contratista, el Plan de Desarrollo presentado para el Área Contractual, relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A25/2015.

Sin contrariedad de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos suscrito entre la Comisión y el Contratista.

Elaboró:

MTRO. AHIEZER ALARCON BARRADAS

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 DÁNIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular de la Unidad Técnica de Extracción