



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.12.002/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR DIAVAZ OFFSHORE, S. A. P. I. DE C. V., EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A1/2015 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 1, CAMPO "BARCODÓN".

RESULTANDO

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

SEGUNDO. - Que a partir de la entrada en vigor de las leyes referidas en el Resultando anterior, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) se le confirieron nuevas atribuciones entre las que se encuentran 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.04.002/16, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del proyecto de Plan Provisional propuesto para el Área Contractual número 1 correspondiente al campo Barcodón, resultado del proceso licitatorio para la adjudicación de Contratos de*



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Licencia para Extracción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales Terrestres – Tercera Convocatoria CNH-R01-L03/2015.

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

SÉPTIMO- Que mediante escrito DO-A1-032-09-16 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 dicha dependencia analizara lo concerniente al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional. Lo anterior, a fin de que informara respecto de la documentación faltante y, en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para la debida evaluación del Programa de Cumplimiento referido.

En respuesta, mediante oficio UCN.430.2016.0148 suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, recibido en esta Comisión el 26 de septiembre de 2016, la Secretaría de



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Economía remitió diversas observaciones en relación con la información presentada por el Contratista.

En atención al oficio referido en el párrafo anterior, mediante el diverso 250.169/2016 del 25 de noviembre de 2016, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información adicional presentada por el Contratista, a fin de que, 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.430.2016.187 suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, recibido en la Comisión el 5 de diciembre de 2016, la Secretaría de Economía informó que las observaciones realizadas mediante el oficio UCN.430.2016.0148 fueron atendidas por el Contratista y que se contaba con información suficiente para iniciar la evaluación del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

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 estatus de los trámites de los Contratistas de la Licitación. Lo anterior, a fin de dar seguimiento al cumplimiento de las obligaciones previstas en los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017 recibido en la Comisión el 14 de febrero del año en curso, la Agencia remitió un documento en el que se desglosa el estatus



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

de los trámites de todos los sujetos regulados relacionados con la Licitación, entre ellos, el correspondiente al Contratista.

DÉCIMO PRIMERO. - Que mediante oficio 220.2049/2016 del 23 de septiembre de 2016, la Comisión, con fundamento en el artículo 31 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, notificó al Contratista la ampliación hasta por ocho días hábiles del plazo para emitir la prevención respectiva.

DÉCIMO SEGUNDO. - Que mediante oficio 250.062/2016 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 DO-A1-065-11-16, recibido en la Comisión el 16 de noviembre de 2016, el Contratista atendió la prevención a que se hace referencia en el Resultando anterior.

DÉCIMO CUARTO. - Que mediante oficio 250.189/2016 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 250.0065/2017 del 16 de febrero de 2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo el 21 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 DO-A1-093-03-17 del 1 de marzo de 2017, 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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Materia Energética, 30 y 34 de los Lineamientos; así como la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato, conforme a los Criterios, y

CONSIDERANDO

PRIMERO. - Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para aprobar el Plan de desarrollo para la Extracción propuesto por el Contratista. Lo anterior en términos de los artículos 31, fracciones VI, VIII y XII, 43, fracción I, inciso c) y 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, X, XXIV y XXVII, 38, fracciones I y III y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracción III y 43 Ter, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 10, fracción I, 13, fracción II, inciso f. y último párrafo del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 6, fracción II, 30, 34 y 35 de los Lineamientos; la Cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato, conforme a los Criterios.

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

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

TERCERO. - Que conforme a la Cláusula 5.3 del Contrato, el Contratista deberá presentar a la Comisión para su aprobación el Plan de desarrollo para la Extracción, dentro de los 120 días siguientes a la Fecha Efectiva. Por su parte, la Comisión resolverá sobre la propuesta presentada en un plazo que no excederá de 120 días contados a partir de que esta última reciba la información necesaria en términos de la normativa aplicable.

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Esta circunstancia fue advertida por la Comisión en la emisión de los Criterios, por lo que además se señaló que el Contratista deberá presentar una modificación para actualizar su Plan de desarrollo para la Extracción una vez que concluya el Periodo de Evaluación y las Actividades Petroleras contempladas en el plan que en su caso se apruebe para dicho periodo, la cual deberá considerar el contenido integral de los Lineamientos de Planes, en relación al contenido del Contrato.

CUARTO. Que del análisis realizado por esta Comisión al Plan de desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista en términos de lo establecido en el Dictamen y conforme a lo señalado en los artículos 44 de la Ley de Hidrocarburos, 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 19, 20 y 21 de los Lineamientos de Planes, así como los Criterios, la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato y el Considerando TERCERO de la presente Resolución, se concluyó que, desde un punto de vista técnico, dicho Plan resulta adecuado y acorde con las características del Área Contractual, en virtud de lo siguiente:

I. Continuidad de la Producción;

El Plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad de producción, complementadas por actividades de gestión, con PEMEX para contratos de compra y venta de hidrocarburos. Una vez realizadas estas gestiones, el Contratista presentará actualización a su Plan de Desarrollo con datos y pronósticos de mayor certidumbre.

El Contratista presentó actividades dirigidas a mantenimiento de Ductos y en cuanto a pozos: supervisión y mantenimiento. El mantenimiento será además a bombas, motores de combustión, puntos de entrega, adecuación de instalaciones, mantenimiento mayor a tanques. Todo encaminado a la continuidad de producción.

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

En atención al plan de producción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor de recuperación de aceite en un 0.22%, al igual que el de gas incrementará en un 2.8%, mientras que la maximización del factor de recuperación podrá ser determinada en términos del Plan de Desarrollo a largo plazo que presente el Contratista en cumplimiento a los Criterios.



Por medio del Plan, el Contratista busca obtener los datos 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.

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

III. El programa de aprovechamiento del Gas Natural, y

El Contratista plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, lo que refleja el aprovechamiento del gas ya que el principal producto dentro del Área Contractual es de aceite. Así mismo la información proporcionada es de la venta del mismo. La propuesta de Aprovechamiento de Gas será presentada a la CNH, en abril 2018. Esto en función de que no se dispone de las etapas referidas en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos así como de instalaciones de superficie para tal fin.

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

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

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

Conforme al artículo 3, fracción XXV, de los Lineamientos de Medición, se desprende que los Mecanismos de Medición son un conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y sistemas de



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Contratista no está en posibilidad de diseñar con certidumbre los sistemas de medición, tampoco podría estarlo para el establecimiento de los estándares y procedimientos, ya que los mismos dependen de los Sistemas de Medición diseñados o seleccionados.

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

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

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

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

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

Es decir, es hasta que concluya el Periodo de Evaluación que se contará con los elementos suficientes para definir los Mecanismos de Medición al amparo



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 Técnicos de Medición, por lo que resulta técnicamente viable que dichos Mecanismos de Medición sean definidos una vez que concluya el Periodo de Evaluación, con el objeto de que durante dicho periodo se genere o adquiera la información técnica necesaria para su diseño y posteriormente se presenten a la Comisión para su evaluación al momento de que el Contratista remita la actualización respectiva del Plan de desarrollo para la Extracción.

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

“XXV. Mecanismos de Medición: Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia.”

[Énfasis añadido]

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

“11.1 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.”



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

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

[Énfasis añadido]

Respecto a dichos procedimientos de entrega y recepción, es de tomar en consideración que la Comisión emitió Resolución **CNH.E.33.001/16**, 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 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.33.001/16** 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]



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

En consecuencia, y tomando en consideración la etapa actual del Área Contractual, resulta técnica y jurídicamente viable que los Contratistas continúen llevando a cabo la Medición de los Hidrocarburos y considerar el Punto de Medición provisional, en los términos precisados en la **CNH.E.33.001/16**.

Lo anterior, toda vez que la Comisión facultó al Contratista para seguir operando al amparo de los procedimientos de entrega y recepción aprobados mediante Resolución **CNH.E.33.001/16**, mismos que forman parte de los Mecanismos de Medición y con los cuales podrá dar cumplimiento a dichos mecanismos, toda vez que cuenta con los elementos suficientes para determinar el volumen y la calidad de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual; todo ello sin perjuicio de la obligación del Contratista respecto de presentar los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición conforme a lo señalado en el presente numeral.

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

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

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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.430.2017.0082, recibido en la Comisión el 27 de marzo de 2017, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional presentado por el Contratista. Dicho programa se considera una obligación del Contratista y formará parte integrante del Contrato, en términos de lo establecido en la Cláusula 18.3 y el numeral 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.

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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

RESUELVE

PRIMERO. - Aprobar el Plan de desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista, en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A1/2015, toda vez que el mismo resulta adecuado desde un punto de vista técnico y 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.04.002/16 y aprobar que el Contratista lleve a cabo la Medición de los Hidrocarburos en los términos precisados en la **CNH.E.33.001/16** conforme al Considerando QUINTO de la presente Resolución.

CUARTO.- Las actividades presentadas en materia de Contenido Nacional y transferencia de tecnología se consideran un compromiso del Contratista y parte integrante del Contrato, en términos de los Considerandos SÉPTIMO y OCTAVO de la presente Resolución.

QUINTO.- 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.12.002/17 en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior con fundamento en el artículo 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CIUDAD DE MÉXICO, A 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-A1/2015

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo del
Área Contractual 1 Barcodón

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

Abril 2017

Two handwritten signatures in blue ink are located in the bottom right corner of the page. One signature is larger and more stylized, while the other is smaller and more compact.

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. EL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	26
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	27
VIII. RESULTADO DE LA OPINIÓN TÉCNICA.....	28



I. Introducción

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión o CNH) inició los procesos licitatorios de la denominada Ronda 1, en términos del artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, por lo cual el 12 de mayo de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Tercera Convocatoria CNH-R01-C03/2015 para el proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la ronda 1, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veinticinco Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 20 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 1, con un Valor Mínimo de la Regalía Adicional del 64.50 y 100% de incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (PMT).

En consecuencia, el 24 de diciembre de 2015 la Comisión publicó en el DOF el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, en el cual resolvió adjudicar el Contrato correspondiente al Área Contractual número 1 al Licitante Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V. Finalmente, la Comisión y el Operador Diavaz Offshore, (Contratista o Diavaz), formalizaron el 10 de mayo de 2016 (Fecha Efectiva), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A1/2015 (el Contrato).

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

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

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

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

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

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

El artículo 2 de los Lineamientos establece en su párrafo primero que *“Los Lineamientos son de carácter general y observancia obligatoria para los Operadores Petroleros que realicen o pretendan realizar actividades relativas a la Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México”*.

Asimismo, dicho artículo establece en su último párrafo que *“Corresponderá a la Comisión la interpretación y aplicación de los Lineamientos, así como en su caso, la realización de las acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento. Para tal efecto y con el objeto de armonizar los términos y condiciones de los Contratos o Asignaciones, con los presentes Lineamientos, la Comisión podrá resolver consultas específicas, o bien emitir Acuerdos de interpretación y de criterios generales para mejor proveer el cumplimiento de los Planes”*.

En este sentido, en el marco de la 54ª Sesión Extraordinaria de 2016 celebrada el 10 de octubre de dicho año, la Comisión emitió la resolución CNH.E.54.001/16 (*Resolución*), mediante la cual se emitieron los criterios de evaluación que serán aplicables para la emisión del dictamen técnico por el cual se analicen los Planes de Evaluación derivados de los Contratos suscritos como resultado de la licitación CNH-R01-L03/2015. Del contenido de dicha resolución, se advierte lo siguiente:

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 Periodo de Desarrollo, que cumpla en su integridad con los requisitos establecidos en los Lineamientos, toda vez que los mismos regulan un Plan de Desarrollo que parte de la información que en su caso derive de la Evaluación de la respectiva Área Contractual.

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

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

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

- La observancia de las mejores prácticas de la industria para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación de Reservas y la delimitación del área sujeta a la Asignación o al Contrato para la Exploración y Extracción.
- La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento del Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

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



II. Generalidades del Contrato

El Contrato CNH-R01-L03-A1/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 10 de mayo de 2016 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y por la otra parte, Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.

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

Diavaz Offshore,, es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se encuentra representada por Roberto Martínez García, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 66,219, Libro 1528, otorgada ante la Fe del Notario Público No. 24 del Distrito Federal, Lic. Luis Ricardo Duarte Guerra, de fecha 23 de febrero de 2015.

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

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




III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

A través del Oficio No. DO-A1-032-09-16, con fecha del 7 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Desarrollo del Área Contractual1 Barcodón a la Comisión.

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

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016 de fecha 23 de septiembre de 2016, la ASEA notificó que el Operador cuenta con una "Opinión favorable sobre la propuesta del Programa de Implementación", asociado al Plan provisional del Área Contractual, además cuenta con el Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y la Constancia Única de Registro de Regulado.

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

El 23 de septiembre de 2016, la Comisión emitió el oficio 220.2049/2016 mediante el cual notifica al Contratista sobre la ampliación de 8 (ocho) días hábiles al plazo original para prevenir respecto a la suficiencia documental del Plan presentado

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 250.062/2016, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan presentado.

A través de los Oficios 250.083/2016 y 250.116/2016 de fechas 25 de octubre de 2016 y 4 de noviembre del mismo año, 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 16 de noviembre de 2016, por medio del oficio DO-A1-065-11-16. Esta información fue remitida a la SE a través de oficio 250.169/2016 de fecha 25 de noviembre de 2016, acompañado de la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista para desahogar la prevención, en el ámbito de la competencia de dicha dependencia.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2016.187 de fecha 2 de diciembre de 2016, en el cual determina que el Contratista presentó la información suficiente para iniciar la evaluación de los Programas de Cumplimiento de contenido nacional.

Mediante oficio 250.189/2016 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 del Memorandum 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, opinión técnica respecto del Plan, en el ámbito de su competencia.

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

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

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

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

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

Finalmente, por medio del Memorandum 272.012/2017 de fecha 23 de marzo de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, emite opinión técnica respecto del Plan.

IV. Análisis de los elementos del Plan

a. Datos generales del Área Contractual

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

Concepto	
Nombre	Área Contractual 1, Barcodón
Estado y municipio	Altamira, Tamaulipas.
Área contractual	10.995 km ²
Profundidad para extracción	Sin límites.
Profundidad para exploración	Sin límites.
Yacimientos y/o campos	Campo Barcodón Cretácico Inferior/Superior
Colindancias	Campo Tres hermanos, Ébano, Panuco, Cacalilao

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

b. Objetivo

Basados en los resultados de su evaluación económica, el Contratista decidió continuidad operativa en pozos con producción mayor a su límite económico, como el escenario más factible.

El Plan de Desarrollo para la extracción del Área Contractual, se origina como parte de un requerimiento enfocado preliminarmente en la producción de pozos existentes (producción regular), mientras se llevan a cabo las actividades incluidas en el Plan de Evaluación en el Área Contractual. El Contratista presentó los análisis técnicos realizados para el estudio del área, derivado de la información entregada en el cuarto de datos y las estrategias conceptualizadas para la producción, manejo, medición y entrega de la producción.

A la fecha, el Contratista se encuentra gestionando los siguientes acuerdos que permitan el transporte, acondicionamiento y comercialización de los hidrocarburos del Área Contractual, apegadas a las disposiciones aplicables y el Contrato:

- El contrato de transporte y acondicionamiento del hidrocarburo líquido producido en Barcodón.
- Los contratos de compra-venta del hidrocarburo de Barcodón.

Con base en lo anterior, el Contratista se encuentra en la fase final de este proceso, cuyo estatus se fue presentado en el Plan:

1. Respecto al Contrato de servicio de transporte y acondicionamiento, motivado por la solicitud hecha por el Contratista de Uso Compartido de infraestructura o en su caso, Acceso Abierto no indebidamente discriminatorio de las instalaciones (oficios DO-A1-025-08-16 y DO-A1-026-08-16):
 - a. A la espera de la propuesta de la tarifa del servicio por parte de PEMEX Logística; Área jurídica de PEMEX Logística a la espera de confirmación de la CRE.

b. Términos y condiciones del contrato de servicio en revisión operativa y comercial; El 16 de febrero 2017, el Contratista recibió de PEMEX Logística propuesta de banco de calidad del Sistema Altamira ajustada por ingresos, se programa reunión para el 28 de febrero 2017 para simulación de la propuesta al caso Barcodón.

2. En cuanto al Contrato de compra-venta de hidrocarburos (PEP/PMI)

- a. El Contratista recibió confirmación de la fórmula de precio de compra por parte de PEP el 17 de febrero de 2017.
- b. En revisión de la propuesta de fórmula de precio de compra por parte de PMI recibida el 14 de febrero de 2017.
- c. A la espera de términos y condiciones por parte de PMI.

Una vez desarrollados los aspectos mencionados, el Contratista estará en la mejor disposición de actualizar la información que permita presentar estrategias e información confiable relacionadas al Plan de Desarrollo para la producción regular durante el periodo de evaluación.

Considerando los datos de producción reportados por PEP durante la Gestión de Negocios e información histórica entregada en el paquete de datos, el Contratista realizó los análisis técnicos para el pronóstico de producción que se incluye en el Plan, la cual presenta un promedio de producción neta de aceite para el 2017 de 162 bpd.

Una vez concluido el programa de mediciones incluido en el Plan Provisional y definido los aspectos contractuales anteriormente mencionados, el Contratista presentará revisión del Plan de Desarrollo con datos y pronósticos con mayor certidumbre.

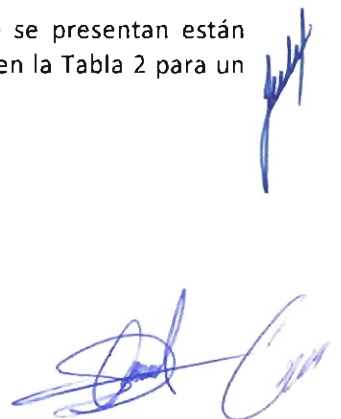
c. Alcance

El Contratista no incluye actividad física (inversiones) en el Plan de Desarrollo de pozos existentes. La actividad física considerada fue documentada en el Plan de Evaluación. Las actividades presentadas en el Plan están enfocadas a la continuidad operativa de los pozos en producción.

Para el Área Contractual, la evaluación económica fue realizada por el Contratista para una primera fase, de 36 meses, de acuerdo a lo requerido por la Comisión. La continuidad operativa será realizada hasta el límite económico de los pozos, como es de esperar, y que se sitúa en niveles próximos a 6.5 Bbl/día, donde se ubica una frontera para obtener beneficio económico, con las premisas consideradas por el Contratista.

d. Actividades del Plan

El Plan no contempla actividades de desarrollo de pozos, las actividades que se presentan están enfocadas en la continuidad operativa, las cuales se mencionan a continuación en la Tabla 2 para un periodo de 36 meses.



Actividad Producción

Sub-actividad	Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
General													
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	1											
	Servicios de soporte	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación de Instalaciones de Producción													
	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ductos													
	Mantenimiento de ductos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Operación de ductos.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente													
	Restauración ambiental.												

Sub-actividad	Tarea	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24
General													
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.												
	Servicios de soporte	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Operación de Instalaciones de Producción													
	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Ductos													
	Mantenimiento de ductos	1	1	1		1		1		1		1	

Operación de ductos.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente													
Restauración ambiental.	1		1		1		1		1		1		

Sub-actividad	Tarea	Mes 25	Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33	Mes 34	Mes 35	Mes 36	Total
General														
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	1												3
	Servicios de soporte	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	36
Operación de Instalaciones de Producción														
	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	36
Ductos														
	Mantenimiento de ductos	1		1		1		1		1		1		25
	Operación de ductos.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	36
Seguridad, Salud y Medio Ambiente														
	Restauración ambiental.	1		1		1		1		1		1		12

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

Toma de Información y Estudios

Las actividades de toma de información contempladas en el Plan por el Contratista están orientadas a toma de información de las instalaciones, misma abarca la recopilación, revisión e integración de datos para determinar las condiciones en que se encuentran las instalaciones. Las inspecciones en sitio, estarán orientadas a verificar las condiciones de operación, realizar inspección visual externa y aplicación de ensayos no destructivos para determinar daños en tuberías, colectores de producción y accesorios. A partir de los resultados de las inspecciones realizadas, el Contratista recaba la información necesaria para preparar los planes de mantenimiento preventivos, verificar la necesidad de mantenimiento correctivo, enmarcado en el uso y aplicación de las normas técnicas y de seguridad aplicables, a fin de mantener la continuidad operativa del área.

e. Pronóstico de producción

El pronóstico de aceite y gas fue integrado por el Contratista con el análisis de los pozos operando dentro del Área Contractual. El Contratista hizo uso de la ecuación de Arps para la estimación de la declinación en el caso de aceite, tomando directamente del comportamiento histórico de cada pozo. El pronóstico de gas se realizó en función del pronóstico de aceite, con apoyo de los valores de RGA observados en los últimos años.

En la Tabla 3 y la Fig. 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.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (bpd)	171.7	168.6	165.6	162.9	160.3	157.4	154.6	151.9	149.6	146.8	144.4	142.1
Act. Evaluación (bpd)	0	0	0	0	0	0	945.5	920.7	903.5	886.7	870.1	853.9
Total (bpd)	171.7	168.6	165.6	162.9	160.3	157.4	1100.1	1072.6	1053.1	1033.5	1014.5	996.0

Perfil	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Base (bpd)	139.8	137.4	135.0	132.6	130.7	128.2	126.1	123.9	121.9	120.0	117.9	115.8
Act. Evaluación (bpd)	838.0	822.4	807.1	792.0	777.3	762.8	748.7	734.8	721.1	707.7	694.6	681.7
Total (bpd)	977.8	959.8	942.1	924.6	908.0	891.0	874.8	858.7	843.0	827.7	812.5	797.5

Perfil	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Base (bpd)	114.0	112.0	110.3	108.6	106.6	105.0	102.9	101.4	99.7	98.1	96.3	94.8
Act. Evaluación (bpd)	669.1	656.6	644.5	632.5	620.8	609.3	598.1	587.0	576.1	565.5	555.0	544.8
Total (bpd)	783.1	768.6	754.8	741.1	727.4	714.3	701.0	688.4	675.8	663.6	651.3	639.6

Tabla 3. Pronóstico de producción de aceite (Fuente: Contratista)

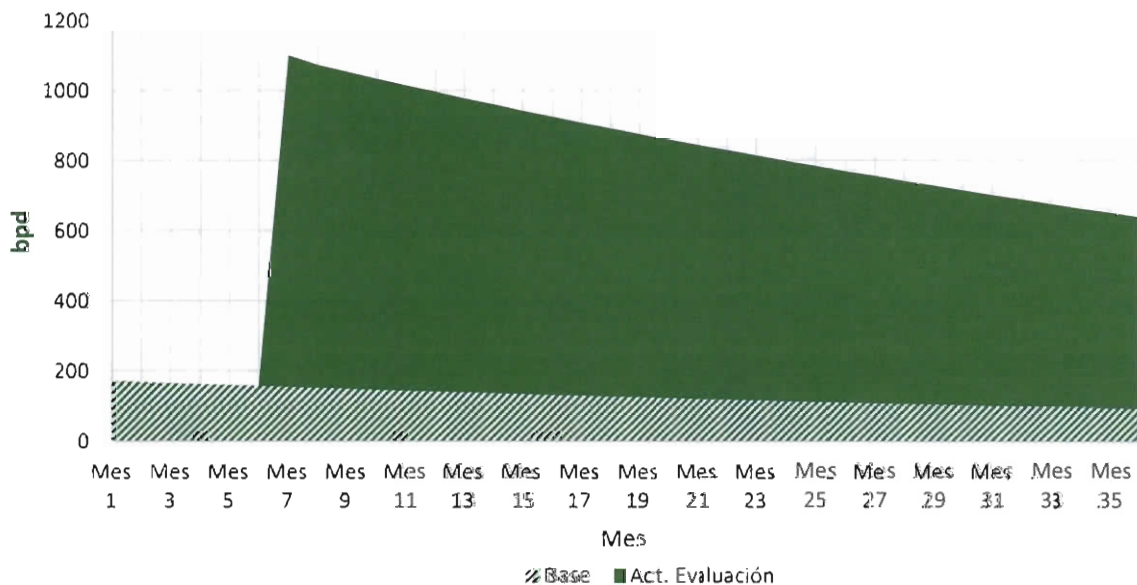


Fig. 1. Pronóstico de producción de aceite (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Tabla 4 y las Fig. 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. Esta última, estará sujeta al éxito de las actividades contempladas en el Plan de Evaluación.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (mpcd)	92.8	91.1	89.5	88.1	86.7	85.1	83.6	82.1	80.9	79.4	78.1	76.8
Act. Evaluación (mpcd)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	332.6	323.4	317.2	311.2	305.3	299.4
Total (mpcd)	92.8	91.1	89.5	88.1	86.7	85.1	416.2	405.5	398.1	390.5	383.3	376.3

Perfil	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Base (mpcd)	75.6	74.3	73.0	71.7	70.7	69.3	68.2	67.0	65.9	64.9	63.7	62.6
Act. Evaluación (mpcd)	293.7	288.2	282.7	277.3	272.0	266.9	261.8	256.9	252.0	247.2	242.5	237.9
Total (mpcd)	369.3	362.4	355.7	349.0	342.7	336.2	330.0	323.8	317.9	312.1	306.3	300.5

Perfil	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Base (mpcd)	61.6	60.5	59.6	58.7	57.6	56.8	55.6	54.8	53.9	53.0	52.1	51.2
Act. Evaluación (mpcd)	233.4	229.0	224.7	220.5	216.3	212.2	208.2	204.3	200.4	196.7	193.0	189.3
Total (mpcd)	295.1	289.6	284.3	279.2	273.9	269.0	263.8	259.1	254.3	249.7	245.0	240.6

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

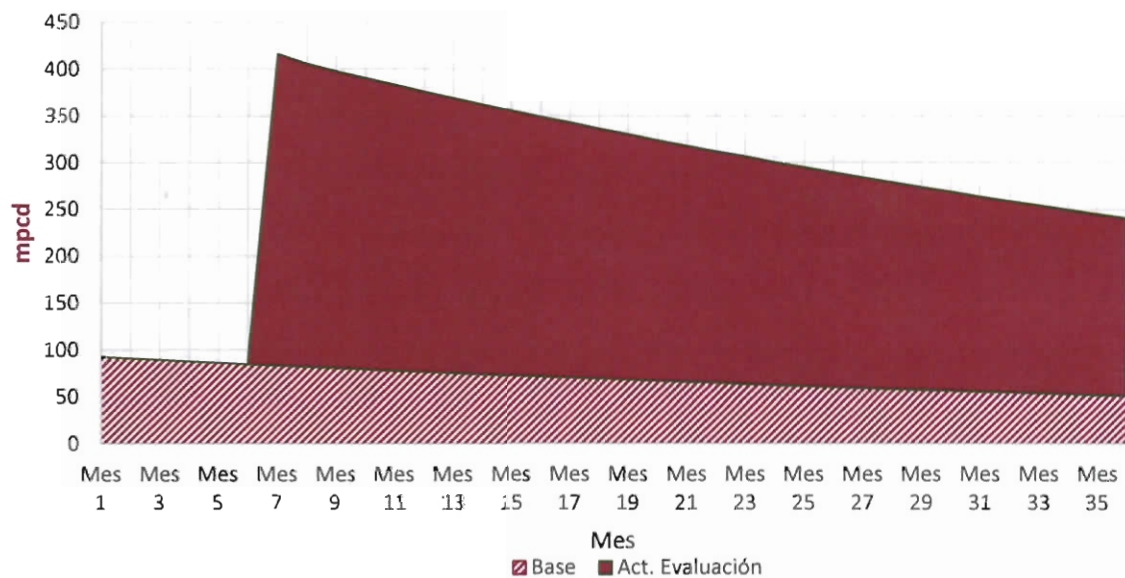


Fig. 2. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Tabla 5 y las Fig. 3 se muestra el pronóstico de producción de agua 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.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (bpd)	11.5	11.3	11.1	11.0	10.8	10.6	10.4	10.2	10.1	9.9	9.7	9.5
Act. Evaluación (bpd)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.9	19.6	57.6	94.1	128.7	161.2
Total (bpd)	11.5	11.3	11.1	11.0	10.8	10.6	19.3	29.8	67.6	104.0	138.4	170.8

Perfil	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Base (bpd)	9.4	9.2	9.1	8.9	8.8	8.6	8.5	8.3	8.2	8.1	7.9	7.8
Act. Evaluación (bpd)	191.9	220.8	248.0	273.5	297.5	320.0	341.1	360.8	379.2	396.4	412.4	427.2
Total (bpd)	201.3	230.0	257.1	282.4	306.3	328.6	349.6	369.1	387.4	404.4	420.3	435.0

Perfil	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Base (bpd)	7.7	7.5	7.4	7.3	7.2	7.1	6.9	6.8	6.7	6.6	6.5	6.4
Act. Evaluación (bpd)	441.0	453.7	465.5	476.3	486.2	495.3	503.6	511.1	517.8	523.9	529.3	534.1
Total (bpd)	448.6	461.2	472.9	483.6	493.4	502.4	510.5	517.9	524.6	530.5	535.8	540.5

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

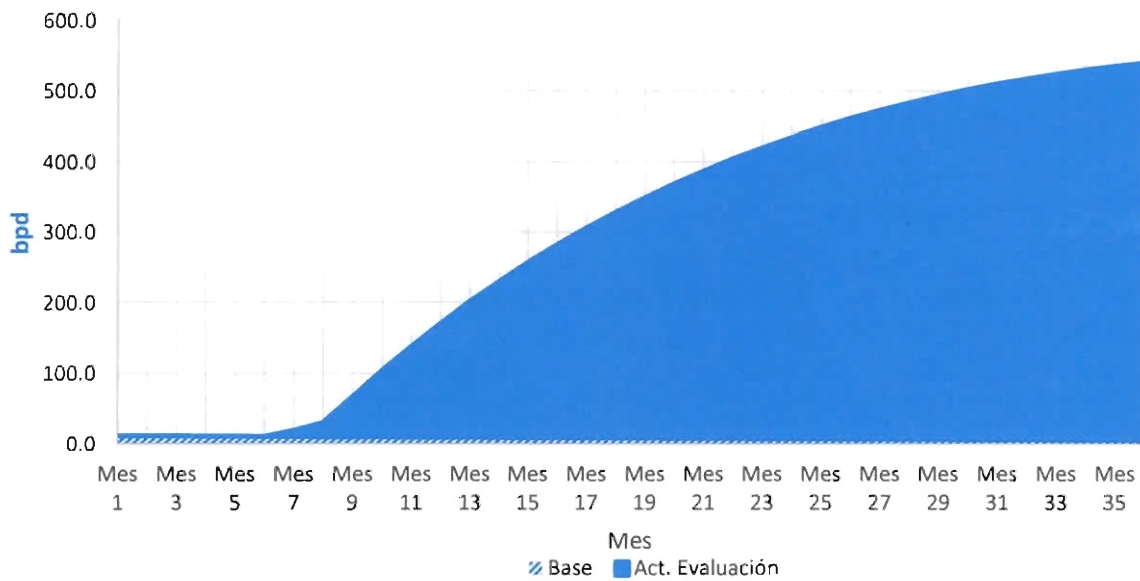


Fig. 3. Pronóstico de producción de agua (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

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 36 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 incrementará en un 0.51% al igual que el de gas incrementará en un 0.69%, Dicho incremento se determinó tomando en consideración los volúmenes a recuperar que plantea el

Contratista por medio de la ejecución del Plan y las cifras oficiales de volumen original de hidrocarburos al 1 de enero de 2016 publicadas por esta Comisión.

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

f. Inversiones y gastos de operación

Durante los 36 meses comprendidos por el Plan de Desarrollo, el objetivo de las actividades presentadas es dar continuidad a la producción de los pozos existentes en los yacimientos Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior del Cretácico, mientras se llevan a cabo las actividades de evaluación del campo.

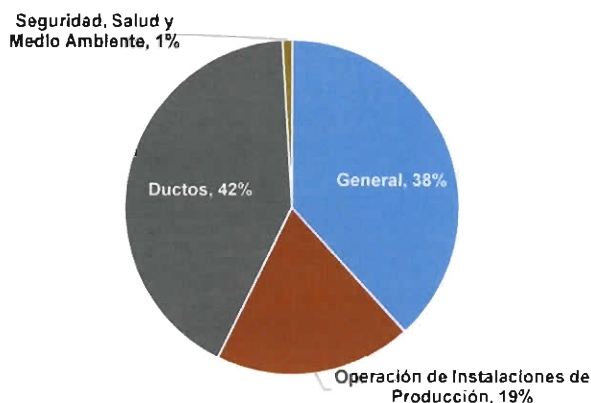
Las estimaciones de costos e inversiones fueron realizadas con base en las siguientes premisas:

- ✓ Tipo de cambio de 18.57 MXN/USD (Banco de México del 01 de junio al 31 de agosto de 2016)
- ✓ No se consideró inflación en la preparación del presupuesto.
- ✓ El presupuesto considera estimaciones de costos de referencia a la fecha, que durante la ejecución de las actividades pudiesen tener variación de acuerdo al contrato que finalmente se adjudique durante los procesos licitatorios que realice el Operador.
- ✓ Las actividades presentadas no incluyen inversiones y están enfocadas en garantizar la continuidad operativa del campo.
- ✓ La estimación de los costos está basada en los servicios de operación y mantenimiento orientados a la recopilación, revisión e integración de datos, maniobras operativas y rutinas de mantenimiento preventivo, combinado con aquellas acciones de mantenimiento correctivo necesarias para mantener la continuidad operativa del área, todo enmarcado en las normas aplicables.
- ✓ Los valores de gastos operativos expuestos son contingentes, asociados a la producción directamente expuesta. El Plan de Desarrollo futuro, posterior al período de Evaluación, incorporará los valores no contingentes a la producción para los años siguientes.

Actividad Producción

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





\$ 383,995 (Monto en dólares de Estados Unidos)

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

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

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
General		146,617
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	126,500
	Servicios de soporte.	20,117
Operación de instalaciones de Producción		73,259
	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	73,259
Ductos		160,457
	Mantenimiento de ductos.	6,326
	Operación de ductos.	154,131
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		3,662
	Restauración ambiental.	3,662
Total		383,995¹

Tabla 6². Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad Producción del Contrato CNH-R01-L03-A1/2015. (Montos en dólares de Estados Unidos)(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Del análisis realizado, se observa que como parte del Plan de 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.

¹ En el Presupuesto del Plan de Desarrollo las Sub-actividades *Operación de Instalaciones de Producción* y *Ductos* coinciden en términos totales.

² 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:

El programa a desarrollar por parte del Contratista para someter la aprobación los Mecanismos de Medición está constituido por los siguientes hitos:

- Autorización para el Acceso Abierto a las instalaciones de superficie que recibirían la producción desde el Área Contractual.
- Desarrollo de un Acuerdo Operativo para la custodia de la producción entregada en los límites del Área Contractual. La custodia de la producción de forma general, considera el transporte y acondicionamiento de los hidrocarburos hasta el Punto de Medición compartido.
- Presentación del Acuerdo Operativo ante la CNH.
- Desarrollo de la infraestructura para la instalación del punto de Medición de Transferencia (Límites del Área Contractual).
- Desarrollo documental para el Sistema de Gestión de Medición.
- Presentación para evaluación y aprobación de los Mecanismos de Medición.

El desarrollo de los Mecanismos de Medición considera actividades de planeación, ingeniería, construcción y capacitación, para de esta forma, desarrollar el flujo de procesos que permitan la interacción entre equipos, personas y procedimientos de un Sistema de Gestión de la Medición incorporado al Sistema de Gestión Integrado del Plan de Desarrollo para el Área Contractual Barcodón.

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

Medición	Tipo medidor	Punto de medición	Alcance de medición (b, litros)	Estimación de Incertidumbre (%)	Calidad de Hidrocarburos
Operacional	Coriolis/ Orificio	Boca de pozo	Barriles	10 – 15 %	Producción bruta proveniente del pozo productor sin acondicionar ni separar
	Medición estática	Tanque TV-176			
Transferencia	Radar, medidor de temperatura Onda guiada	Bombeo BS Barcodón	Barriles	5-7%	Petróleo más agua sin acondicionar
Punto de Medición	Coriolis	Llegada a TMM	Barriles	0.3 %	BsW < 2% H2S < 1 ppm PTB < 200 mg/Lt Azufre < 5 %

Tabla 7. Resumen de puntos de medición propuestos (Fuente: Contratista)

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

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

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

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

En este sentido, el Contratista tendrá certidumbre respecto de la información técnica necesaria para la correcta selección de los Sistemas de Medición con base en los resultados obtenidos de la perforación de pozos, reparación mayor, actualización de los modelos estáticos y dinámicos, pruebas de presión y producción, análisis PVT (presión, volumen y temperatura), 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.33.001/16.

h. Comercialización de hidrocarburos

La estrategia de comercialización del crudo presentada por el Contratista para el Área Contractual incluye lo siguiente:

- a) Negociar un contrato de compraventa a plazo con PEP consistente con la regulación aplicable por el total de la producción con un periodo de vigencia indeterminado pero con una cláusula de rescisión (*phase out*) que permita al Contratista aprovechar la o las oportunidades de

comercialización que puedan existir en el futuro en caso de que las condiciones de transporte, acondicionamiento, almacenamiento y distribución cambien con infraestructura añadida.

- b) Eventualmente, el Contratista negociaría un contrato de compraventa con PMI o un tercero por parte o el total del volumen de producción; y, si es el caso, negociaría un contrato de compraventa con Pemex Transformación Industrial (PTRI) por el resto del volumen para su procesamiento en una o más refinerías del SNR.

Actualmente, el Contratista está negociando un contrato de compraventa de petróleo con PEP, con un periodo de vigencia indeterminado, pero con una cláusula de terminación anticipada.

Los términos del contrato de compraventa entre el Contratista y PEP que son discutidos, son los siguientes aspectos:

- La transferencia de custodia y propiedad del producto en el Punto de Transferencia y no luego del acondicionamiento en el Punto de Medición definido por la Comisión, que en este caso es la Terminal Marítima de Madero.
- Definición del precio del hidrocarburo sin trazabilidad de la venta final, como indica el contrato de licencia.
- Indefinición del uso compartido de infraestructura de transporte y acondicionamiento entre el Área Contractual y el Punto de Medición.

i. Aprovechamiento de gas

De acuerdo con el Plan, el desarrollo de un programa de aprovechamiento de gas para el Área Contractual, considera las siguientes actividades preliminares que permitan la planeación de la infraestructura para el manejo de la producción del gas asociado, y de esta forma, establecer la Meta y acciones necesarias para la optimización del aprovechamiento y disminución al máximo valor posible del gas asociado no aprovechado.

Las actividades requeridas de forma preliminar se especifican a continuación, así como las fechas estimadas para su realización:

Actividad	Justificación	Fecha estimada
Cromatografía del gas asociado	Caracterización del gas requerido para los estudios técnicos económicos que serán necesarios realizar en el programa de aprovechamiento de gas.	Marzo 2017
Validación de los pronósticos del gas asociado	Se requiere realizar la toma de información en los pozos productores asociados a la producción regular, así como mínimo de un nuevo pozo productor para la información requerida en los estudios técnicos económicos siguientes.	Octubre - noviembre 2017
Análisis Técnico-Económico para elaborar el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado y sus modificaciones	Desarrollo del Análisis Técnico Económico de acuerdo al Artículo 11 de las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas.	Agosto 2017

Desarrollo del Programa de Aprovechamiento de Gas	Estudio técnico para la presentación de un Programa de Aprovechamiento del gas natural asociado, de acuerdo al Artículo 20 de las Disposiciones técnicas aplicables, y una vez se disponga de datos resultantes del Plan de Evaluación y del Plan de Desarrollo asociado a la producción regular del Área Contractual Barcodón.	Abril 2018
Presentación del programa de Aprovechamiento del gas a la Comisión	Requerimiento de acuerdo a la Disposición de aprovechamiento de gas (Artículo 10)	Abril 2018

Tabla 8. Actividades preliminares para desarrollar programa de aprovechamiento del gas (Fuente: Contratista).

El ámbito de aplicación de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos se circunscribe a los Operadores Petroleros que realicen actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que involucren la extracción y aprovechamiento del gas natural asociado. Por lo anterior, y dado que el Área Contractual es productora de gas natural asociado, el Contratista deberá dar cumplimiento de las Disposiciones mencionadas, cuyo incentivo para este tipo de proyecto es llegar a aprovechar el 98% de la producción en un periodo de tres años, a partir del inicio de la producción comercial.

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:

Indicador	Metas o Parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Producción	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DPA = \left(\frac{PA_{REAL} - PA_{PLAN}}{PA_{PLAN}} \right) \times 100$	Mensual	Mensual
Gasto de operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left(\frac{GO_{REAL} - GO_{PLAN}}{GO_{PLAN}} \right) \times 100$	Trimestral	Trimestral
Productividad	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos	Barriles por día (bd)	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos divida entre el número de pozos en el grupo	Mensual	Mensual
Contenido Nacional	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DCN = \left(\frac{CN_{REAL} - CN_{PLANE}}{CN_{PLAN}} \right) \times 100$	Trimestral	Trimestral

Tabla 9. Indicadores de Gestión para el Plan de Desarrollo Área Contractual

Adicionalmente, conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para complementar la revisión de la eficiencia operativa:

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 inversiones contempladas en el Plan, como se observa.

Actividad Producción

Sub-actividad	Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	126,499.84		
Servicios de soporte.	20,117.40		
Mantenimiento de las instalaciones de producción.	73,258.66		
Mantenimiento de ductos.	6,325.61		
Operación de ductos.	154,131.30		
Restauración ambiental.	3,661.82		

Tabla 10. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad Producción (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

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

Sub-actividad	Programa de actividades (actividad)	Actividades ejecutadas (actividad)	Indicador Programa de Actividades/ ejecutadas
Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	3		
Servicios de soporte.	36		
Mantenimiento de las instalaciones de producción.	36		
Mantenimiento de ductos.	25		
Operación de ductos.	36		
Restauración ambiental.	12		

Tabla 11. Indicador de desempeño del programa de actividades en función de las actividades ejecutadas para la Actividad Producción (Fuente: Comisión).

VI. El programa de administración de riesgos

El Programa de Administración de Riesgos fue presentado por el Contratista conforme a la cláusula 13.3 y numeral 6 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo I de los Lineamientos.

En atención a lo anterior, la Agencia evaluó dicho Sistema de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017 del 10 de febrero de 2017, notificó que la Clave Única de Registro del Regulado fue emitida el 1 de febrero de 2017.



VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

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.430.2017.0082 de fecha 22 de marzo de 2017, notificó a esta Comisión, que es probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Desarrollo con 27% en el primer año hasta alcanzar 38% para el año 2025.

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:

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

De acuerdo al Plan, el Contratista busca obtener los datos y el conocimiento adecuado de los yacimientos mediante el desarrollo de los modelos estático y dinámico del mismo, para posteriormente definir los volúmenes recuperables en sitio.

Cabe mencionar que, con base en los resultados de las actividades del periodo de Evaluación, el Contratista presentará una modificación al Plan de Desarrollo que tenga por objetivo el desarrollo del Área Contractual a través de una estrategia técnica y económicamente viable.

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

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 en un 0.51%, al igual que el de gas incrementará en un 0.69%, mientras que la maximización del factor de recuperación podrá ser determinada en términos del Plan de Desarrollo a largo plazo que presente el Contratista en cumplimiento a la Resolución.

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

Por medio del presente Plan, el Contratista busca obtener los datos 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.

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

Del contenido del Plan de Desarrollo se advierte que este fue estructurado y elaborado con base en el uso de la tecnología adecuada para las condiciones del Área Contractual como lo son la perforación de p, lo que permitirá maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

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

En relación a la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que el Plan, es congruente con los objetivos 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.

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

Dado que el Área Contractual es productora de gas natural asociado, el Contratista deberá dar cumplimiento de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, mismas que establecen que el nivel de aprovechamiento de gas deberá alcanzar el 98% en un periodo de tres años, a partir del inicio de la producción comercial.

7) Contar con los Mecanismos de Medición de la producción de hidrocarburos.

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.33.001/16 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.

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

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable el Plan de Desarrollo para el Área Contractual 1 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A1/2015 con una vigencia de hasta 36 meses contados a partir de la aprobación del mismo, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato y

los Lineamientos, de conformidad con la resolución CNH.E.54.001/16. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Así mismo se precisa que dicho Plan de Desarrollo deberá ser actualizado por el Contratista al concluir su periodo de Evaluación, de conformidad con lo establecido en la resolución CNH.E.54.001/16.

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

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

Elaboró:



ING MARIA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ

Directora General Adjunta

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó:



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Autorizó:



MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titula de la Unidad Técnica de Extracción