



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

**RESOLUCIÓN CNH.E.12.004/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR CONSORCIO PETROLERO 5M DEL GOLFO, S. A. P. I. DE C. V., EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A2/2015 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 2, CAMPO BENAVIDES-PRIMAVERA.**

### 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.04.003/16, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del proyecto de Plan Provisional propuesto para el Área Contractual número 2 correspondiente al campo Benavides-Primavera, resultado del proceso licitatorio para la adjudicación de*



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

**SEXTO.** - Que el 10 de mayo de 2016 (en adelante, Fecha Efectiva) la Comisión y la empresa Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S. A. P. I. de C. V. (en adelante, Contratista) suscribieron el Contrato CNH-R01-L03-A2/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 2, Campo Benavides-Primavera (en adelante, Contrato).

**SÉPTIMO-** Que mediante escrito C5M-CNH-044/2016, recibido en la Comisión el 6 de septiembre de 2016, y en cumplimiento a la Cláusula 5.3 del Contrato, el Contratista por conducto de su representante legal presentó su propuesta de Plan de desarrollo para la Extracción, para efectos de su aprobación por parte de este órgano regulador.

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

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

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

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



## 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.430.2016.0190 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 6 de diciembre de 2016, la Secretaría de Economía informó que las observaciones realizadas mediante el oficio UCN.430.2016.0148 fueron atendidas por el Contratista y que se contaba con información suficiente para iniciar la evaluación del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

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

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

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

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



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

**DÉCIMO PRIMERO.** - Que mediante oficio 220.2045/2016 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 250.044/2016 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 C5M-CNH-066/2016, recibido en la Comisión el 18 de noviembre de 2016, el Contratista atendió la prevención a que se hace referencia en el Resultando anterior.

**DÉCIMO CUARTO.** - Que mediante oficio 250.202/2016 del 6 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 250.0042/2017 del 2 de febrero de 2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo el 7 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 C5M-CNH-009/2017 del 16 de febrero 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 toma de información de los pozos, a fin de evaluar el comportamiento de la producción de aquellos en los que se realicen cambios de aparejo.

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

En atención al plan de producción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor de recuperación gas en un 7.28%, mientras que la maximización del factor de recuperación podrá ser determinada en términos del Plan de desarrollo para la extracción a largo plazo que presente el Contratista en cumplimiento a la Resolución. El Plan considera una mejor recuperación a través de la ejecución de reparaciones de pozos, en estas se observa que la expectativa de producción acumulada se encuentra en 9,809.05 [B] de condensado y 7.99 [MMMPC] de gas durante la vigencia de dicho 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 continuar con el desarrollo del Área Contractual.

Del contenido del Plan de desarrollo para la Extracción, 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 como principal producto dentro del Área Contractual. Además, se observó que resulta técnicamente viable que el Contratista que el Contratista utilice los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras hasta por 12.711 mmpc mensuales, los cuales podrán ser utilizados como combustible o para inyección o levantamiento neumático.

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

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

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

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



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

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

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

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

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

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



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

los estándares y procedimientos, ya que los mismos dependen de los Sistemas de Medición diseñados o seleccionados.

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

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

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

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

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

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



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

*Mecanismos que cumplan con todos los requerimientos establecidos en los Lineamientos de Medición.*

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

Aunado a las consideraciones referidas con anterioridad y atendiendo a la imposibilidad material del Contratista para diseñar los Mecanismos de Medición en atención al contenido integral de los Lineamientos 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.”***

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



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

*"...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.33.002/16**, 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 resolutiveos primero y segundo la antes citada Resolución **CNH.E.33.002/16** lo siguiente:

*"PRIMERO.- Se da por atendido el requerimiento de actualización de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos **que forman parte de los Mecanismos de Medición**...*

*SEGUNDO.- Se aprueba la Medición de los Hidrocarburos así como el punto de Medición provisional para el Área Contractual propuesta por el Contratista..."*

**[Énfasis añadido]**

En este sentido, se advierte que, al amparo de dicha Resolución, los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos forman parte de los Mecanismos de Medición, motivo por el cual el Contratista cuenta con los elementos para cumplir con



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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.33.002/16**.

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.33.002/16**, 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.430.2017.0090, recibido en la Comisión el 31 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.

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



## COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

### RESUELVE

**PRIMERO.** - Aprobar el Plan de desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista, en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A2/2015, 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.04.003/16 y aprobar que el Contratista lleve a cabo la Medición de los Hidrocarburos en los términos precisados en la **CNH.E.33.002/16** conforme al Considerando CUARTO de la presente Resolución.

**CUARTO.**- Autorizar que el Contratista utilice los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras hasta por 12.711 mmpc mensuales, los cuales podrán ser utilizados como combustible o para inyección o levantamiento neumático, en términos de la cláusula 14.1 del Contrato y el Considerando CUARTO de la presente Resolución.

**QUINTO.**- 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.

**SEXTO.**- 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.

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

OCTAVO. - Inscribir la presente Resolución CNH.E.12.004/17 en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior con fundamento en el artículo 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CIUDAD DE MÉXICO, A 7 DE ABRIL DE 2017.

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



JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA  
COMISIONADO PRESIDENTE



ALMA AMÉRICA PORRÉS LUNA  
COMISIONADA



NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO  
COMISIONADO



SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS  
COMISIONADO



HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX  
COMISIONADO



HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ  
COMISIONADO



GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ  
COMISIONADO



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A2/2015

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo del  
*Área Contractual 2, Benavides-Primavera*

Operador: Consorcio Petrolero 5M del Golfo,  
S.A.P.I. de C.V.

Abril 2017

A blue ink signature, appearing to be 'S. S.', written over the date.

A blue ink signature, appearing to be 'J.', written vertically on the right side of the page.

## Contenido

CONTENIDO .....	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. GENERALIDADES DEL CONTRATO .....	7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	8
IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN .....	10
V. MECANISMOS PARA LA REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA .....	28
VI. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS .....	30
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL .....	31
VIII. RESULTADO DE LA OPINIÓN TÉCNICA.....	32



## 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 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 2, con un Valor de la Regalía Adicional del 40.07% y 75% 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 2 al Licitante Ganador Sistemas Integrales de Compresión, S.A. de C.V. en consorcio con Nuvoil, S.A. de C.V. y Constructora Marusa, S.A. de C.V. Finalmente, el licitante ganador realizó un consorcio de objetivo específico con fundamento en la cláusula 22.3 de las bases de licitación, quedando como Contratista Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V. (*Contratista Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V.*). La Comisión y el Contratista, formalizaron el 10 de mayo de 2016 (*Fecha Efectiva*), la firma del Contrato CNH-R01-L03-A2/2015 (*Contrato*).

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

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

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

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

En cumplimiento a la Cláusula 5.3 del Contrato, el 6 de septiembre de 2016 el Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Desarrollo (*Plan*) asociado al Contrato.

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

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

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

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

*Que la presentación de los Planes de Desarrollo respecto de campos en producción a los que se refiere la presente Resolución, es una obligación contractual referida en la cláusula 5.3 del Contrato. Conforme a dicha cláusula, el objeto de dichos Planes de Desarrollo es dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional.*

*De conformidad al tercer párrafo de la cláusula 5.3 referida, “El Plan de Desarrollo deberá: (i) contemplar una parte o la totalidad del Área Contractual; (ii) incluir por lo menos la información requerida conforme al Anexo 9; (iii) prever la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo factor de recuperación final de las Reservas, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y diseñarse de tal forma que permita la optimización del beneficio económico de los Campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión, así como (iv) contar con el programa de aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos. La CNH otorgará o negará su aprobación a la propuesta de Plan de Desarrollo en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable...”*

*Por su parte, los Lineamientos establecen en sus artículos 19, 20 y 25, en relación con el Anexo II, diversos requisitos que deberán cumplir los Planes de Desarrollo para su evaluación por parte de la Comisión.*

*Tomando en cuenta el ciclo de vida de un campo petrolero, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, realizó un análisis de la aplicabilidad de los elementos previstos en los Lineamientos y el Contrato, atendiendo a la situación operativa actual de las áreas contractuales, así como de los alcances del Plan de Desarrollo previsto en el primer párrafo de la cláusula 5.3 de los Contratos, observando lo señalado en el Memo 252.088/2016 emitido con fecha 6 de octubre de 2016 por esa Dirección, como sigue:*

- 1. Para que los Contratistas estén en aptitud de diseñar un Plan de Desarrollo acorde con los Lineamientos y el Contrato, atendiendo a la complejidad de cada una de las Áreas Contractuales, se requiere de diversa información técnica (Yacimientos, Pozos e Instalaciones), tanto en cantidad como en calidad, la cual, conforme a la práctica internacional deriva de los resultados que se obtengan del Periodo de Evaluación.*

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-A2/2015 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, Consorcio Petrolero 5M del Golfo, 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.

Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V., 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 Ezequiel Pérez Coronado, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 20,623, volumen 374, otorgada ante la Fe del Notario Público No. 36 de Veracruz de Ignacio de la Llave, Lic. Carlos Campos Echeverría, de fecha 3 de febrero de 2016.

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

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

### III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

A través del escrito No. C5M-CNH-044/2016, con fecha del 5 de septiembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Desarrollo del Área Contractual 2, *Benavides-Primavera* a la Comisión.

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

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1052/2016 de fecha 23 de septiembre de 2016, la ASEA notificó que el Contratista cuenta con una "Opinión favorable sobre la propuesta del Programa de Implementación", asociado al Plan provisional del Área Contractual, además cuenta con un procedimiento de evaluación de la solicitud del Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y la Constancia Única de Registro de Regulado, sin embargo, a la fecha de éste oficio, el Contratista no había realizado ante la Agencia el trámite de solicitud de Autorización del Sistema de Administración a implementar en cada proyecto. Asimismo, la Agencia menciona que no contaba con los elementos técnicos y documentales suficientes para evaluar el Programa de Administración de Riesgos.

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

El 23 de septiembre de 2016, la Comisión emitió el oficio 220.2045/2016 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 250.044/2016, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan.

A través del Oficio No. 250.085/2016 de fecha 25 de octubre de 2016, la Comisión remitió al Contratista diversos alcances referentes a la prevención mencionada.

El 16 de noviembre de 2016, por medio del escrito C5M-CNH-066/2016 el Contratista presentó a la Comisión la atención a la prevención, así como a los diversos alcances e información sobre el Plan.

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

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2016.0190 de fecha 6 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 250.202/2016 de fecha 6 de diciembre de 2016, la Comisión notificó al contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.

A través de 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, en el ámbito de su competencia, opinión técnica respecto del Plan.

A través del oficio 250.0042/2017 la Comisión citó a reunión de trabajo al Contratista con el fin de resolver diversos cuestionamientos técnicos referentes al Plan, dicha reunión se llevó a cabo en las instalaciones de la Comisión el día 7 de febrero de 2017.

Por medio del oficio 260.049/2017 de fecha 3 de febrero de 2017, la Comisión solicita a la Agencia información respecto del estado actual que guardan los trámites que deben realizar ante dicha dependencia diversos Contratistas, entre los que se encuentra Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V.

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

Como resultado de la reunión mencionada, por medio del oficio C5M-CNH-009/2017 de fecha 16 de febrero de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo mencionada.

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

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

## 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 2, Benavides-Primavera
Estado y municipio	Nuevo León, China y General Bravo
Área contractual	171.464 km <sup>2</sup>
Profundidad para extracción	Sin restricción
Yacimientos y/o campos	Wilcox Mount Selman Queen City Yegua
Colindancias	Colinda con el Campo Cuatro Milpas (al Norte), San Bernardo (al Este), Campo China y Mareógrafo (al Oeste) y el Campo Palmito (al Sur-este)

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

### b. Objetivo

El Plan presentado por el Contratista, abarca un periodo de 36 meses y tiene por objetivo, asegurar la continuidad de operación y mantenimiento del campo, así como, evaluar el comportamiento de producción con los aparejos de producción seleccionados dentro de las actividades del Plan de Evaluación del Área Contractual, con la finalidad de incrementar la recuperación de hidrocarburos y maximizar el valor económico.

### c. Alcance

El Contratista estima acumular un volumen de 7.99 mmmpc de gas y 9.8 mbbls de condensado, derivados de la continuidad de la producción base que tiene el Área Contractual en los 36 meses, alcanzando un factor de recuperación del 70%.

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

En este Plan se estima una inversión de 4,896,828 USD con un gasto de operación asociado de 4,097,158 USD por un período de 36 meses.

### d. Actividades del Plan

El Contratista presentó la propuesta de cronograma para la ejecución de las actividades relacionadas con Plan en el Área Contractual, de acuerdo con las Tabla 2.



## Actividades propuestas

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Mes														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
Desarrollo	Geología																
	Análisis de Hidrocarburos		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Ingeniería de Yacimientos																
	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción																
Desarrollo	Intervención de Pozos																
	Intervención de Pozos para restauración									1	1	1	1	1	1	1	
	General																
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Producción	Pruebas de Producción																
	Equipamiento de Pozos		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Pruebas de Producción																
	Realización de pruebas de producción		5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	Ingeniería de Yacimientos																
	Estudios de presión volumen temperatura (PVT).					2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Intervención de Pozos																
	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación		2	3	7	7	8	7	5	4	5	5					
	Operación de Instalaciones de Producción																
	Mantenimiento de las instalaciones de producción																1
	Ductos																
	Mantenimiento de ductos											1					1
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente																
Actualización del plan de seguridad y medio ambiente		1															
Seguridad, Salud y Medio Ambiente																	
Tratamiento y eliminación de residuos		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Abandono	General																
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto				1				1			1			1		

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25	Mes 26
Desarrollo	Geología														
		Análisis de Hidrocarburos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Ingeniería de Yacimientos														
		Cálculo de Reservas y estimaciones de producción		1											3
Producción	Intervención de Pozos														
		Intervención de Pozos para restauración													
	General														
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Pruebas de Producción														
		Equipamiento de Pozos													20
	Pruebas de Producción														
		Realización de pruebas de producción													5
	Ingeniería de Yacimientos														
		Estudios de presión volumen temperatura (PVT).													
	Intervención de Pozos														
		Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación													
	Operación de Instalaciones de Producción														
		Mantenimiento de las instalaciones de producción	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Ductos														
		Mantenimiento de ductos					1								
Seguridad, Salud y Medio Ambiente															
	Actualización del plan de seguridad y medio ambiente														
Seguridad, Salud y Medio Ambiente															
	Tratamiento y eliminación de residuos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Abandono	General														
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto		1				1			1			1		

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33	Mes 34	Mes 35	Mes 36	Total	
Desarrollo	Geología													
		Análisis de Hidrocarburos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	36	
	Ingeniería de Yacimientos													
		Cálculo de Reservas y estimaciones de producción											3	
Desarrollo	Intervención de Pozos													
		Intervención de Pozos para restauración											7	
Producción	General													
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	36	
	Pruebas de Producción													
		Equipamiento de Pozos	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	232	
	Pruebas de Producción													
		Realización de pruebas de producción	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	115	
	Ingeniería de Yacimientos													
		Estudios de presión volumen temperatura (PVT)												8
	Intervención de Pozos													
		Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación												53
	Operación de Instalaciones de Producción													
		Mantenimiento de las instalaciones de producción	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24
	Ductos													
	Mantenimiento de ductos		1										4	
Seguridad, Salud y Medio Ambiente														
	Actualización del plan de seguridad y medio ambiente												1	
Seguridad, Salud y Medio Ambiente														
	Tratamiento y eliminación de residuos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	36	
Abandono	General													
		Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	1			1			1			1	12	

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

### Toma de Información y Estudios

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

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

- Toma de ecómetros. El Analizador de Pozos (ecómetro) es usado en conjunto con un ensamblaje de pistola acústica/micrófono para determinar la profundidad del nivel de líquido en un pozo. Un pulso acústico es generado en superficie, el cual viaja a través del gas presente en la tubería de producción y es reflejado por los cambios de área, incluyendo cuellos de tubería y nivel de líquido. El análisis de los resultados se lleva a cabo en un software propietario del fabricante de la herramienta, el cual automáticamente procesa los datos acústicos para determinar la profundidad del nivel de líquido. Además de una medición del nivel de líquido, se puede realizar una prueba de restauración de presión en la tubería de revestimiento, lo que permite realizar cálculos como el gasto de gas en el anular y el gradiente de la columna líquido-gas, si existiese gas libre fluyendo a través del líquido
- Calibraciones de pozo: la calibración con cubeta muestreadora es necesaria para cualquier trabajo que involucre introducir herramientas al pozo y también como primera medida de estudios de optimización, ya que permite:
  - Detectar elementos tales como sedimentos, incrustaciones, lodo, restos de tapones, apuntalante, herramientas o tubería atrapada, que obstruyen el flujo de fluidos y el libre paso de herramientas
  - Conocer la profundidad interior de un pozo, o en su defecto, la profundidad del último tapón colocado
  - Detectar aplastamientos o roturas en la tubería, siempre y cuando el sello de plomo haya sido afectado en su circunferencia por los bordes de dichas imperfecciones
  - En caso de obstrucción por herramientas, sirve para determinar los pescantes necesarios con base en la marca dejada por la boca del pez.
  - En caso de obstrucciones por sedimentos o fluidos, gracias a la cubeta se puede recuperar una muestra de la obstrucción, para así definir el tipo de limpieza requerida.
- Medición a boca de pozo. El objetivo de reducirles la contrapresión y favorecer su producción, la metodología consiste en buscar pozos que están produciendo en yacimientos con baja presión, con la finalidad de alargar la vida productiva del mismo.
- Calibración y toma de registros de presión de fondo. A partir del gradiente de presión que se genera cuando el registro se toma con el pozo cerrado es posible determinar la presión de fondo cerrado y la altura de la columna de los fluidos que se encuentran en los pozos productores del campo: gas, condensado y agua. Cuando el registro se toma con el pozo fluyendo, la información generada sirve como punto de calibración de diferentes análisis como el nodal, PVT sintético a condiciones actuales, detección de intervalos obturados, además puede servir como un indicador cualitativo del porcentaje de aporte de cada intervalo en pozos con múltiples intervalos produciendo.



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

- Seleccionar y Evaluar (Presión-Producción) pozos candidatos a cuantificar producción de Gas Condensado.
- Optimizar pozos dentro Área Contractual Benavides e incrementar del factor de recuperación actual.
- Capturar la información actualizada para elaborar un Estudio Integral que permita definir zonas de las formaciones productoras del Área Contractual, con el objetivo de incrementar el factor de recuperación actual, utilizando la información que se estima obtener con el modelado geológico que, en conjunto con el modelo dinámico, pudiera orientar hacia una mejor definición de los yacimientos económicamente explotables. La planificación del estudio aquí mencionado se haría una vez se determine la cantidad y calidad de los datos que se propone tomar.

**e. Pronóstico de producción**

En la Tabla 3 y la Figura 1, se muestra el pronóstico de producción de gas del Área Contractual, separado por producción base, referida a la continuidad operativa y producción de las actividades de Evaluación. Esta última, estará sujeta al éxito de las actividades contempladas en el Plan de Evaluación. Se puede observar que la expectativa de producción gracias a las Actividades de Evaluación se encuentra entre 1.81 mmpcd y 9.92 mmpcd en donde se alcanza el pico de producción durante el mes de 11 de ejecución del Plan.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (mmpcd)	9.43	9.31	9.20	9.08	8.97	8.86	8.75	8.64	8.53	8.42	8.32	8.21
Act. Evaluación (mmpcd)	1.81	2.15	2.76	3.37	4.82	6.03	6.93	7.70	8.61	9.50	9.92	9.63
Total (mmpcd)	11.24	11.46	11.96	12.45	13.79	14.88	15.68	16.34	17.14	17.93	18.24	17.84

Perfil	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Base (mmpcd)	8.11	8.01	7.91	7.81	7.71	7.62	7.52	7.43	7.33	7.24	7.15	7.06
Act. Evaluación (mmpcd)	9.40	9.24	9.08	8.92	8.78	8.63	8.50	8.36	8.24	8.11	7.99	7.87
Total (mmpcd)	17.52	17.25	16.99	16.73	16.49	16.25	16.02	15.79	15.57	15.35	15.14	14.94

Perfil	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Base (mmpcd)	6.97	6.89	6.80	6.72	6.63	6.55	6.47	6.39	6.31	6.23	6.15	6.07
Act. Evaluación (mmpcd)	7.76	7.65	7.54	7.44	7.33	7.23	7.13	7.04	6.94	6.85	6.76	6.67
Total (mmpcd)	14.73	14.54	14.34	14.15	13.96	13.78	13.60	13.42	13.25	13.08	12.91	12.74

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

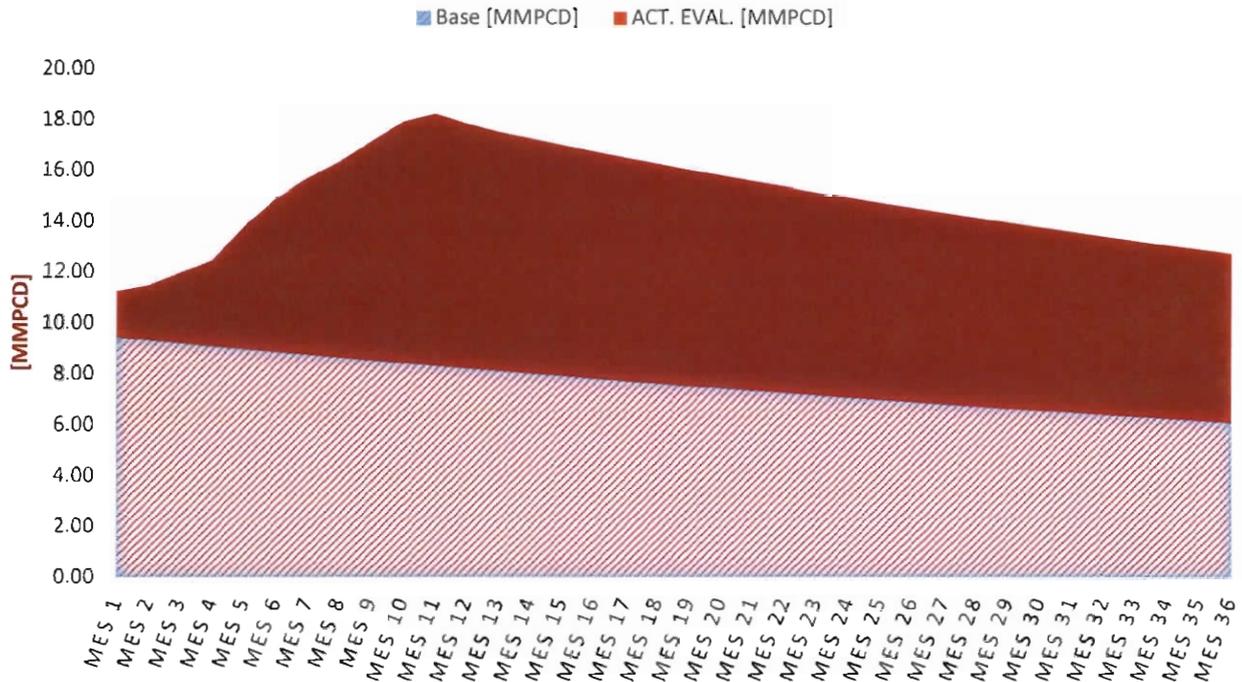


Figura. 1. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Tabla 4 y las Figura 2, se muestra el pronóstico de producción de condensado del Área Contractual, de acuerdo a la información entregada por el contratista, en la cual solamente muestra el pronóstico de producción total de condensado, referida a la continuidad operativa. El contratista pronostica llegar a un pico de producción de condensado de 10.94 bpd durante el mes 11 en la ejecución del Plan.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (bpd)	6.75	6.88	7.18	7.47	8.27	8.93	9.41	9.80	10.28	10.76	10.94	10.71

Perfil	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Base (bpd)	10.51	10.35	10.19	10.04	9.89	9.75	9.61	9.47	9.34	9.21	9.09	8.96

Perfil	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Base (bpd)	8.84	8.72	8.60	8.49	8.38	8.27	8.16	8.05	7.95	7.85	7.74	7.64

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

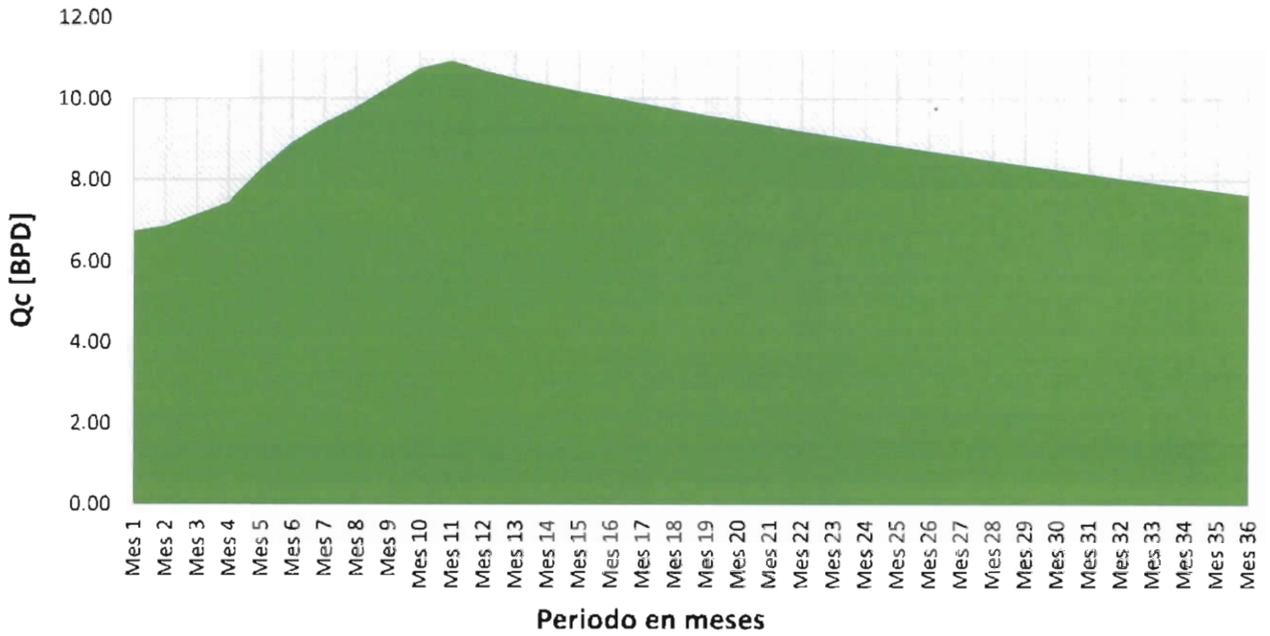


Figura. 2. Pronóstico de producción de condensado (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En el periodo del Plan, el operador propone la recuperación de un volumen de gas de 7.99 [MMMPC] (Figura 3) y un volumen de condensado de 9,809 [B]. Los volúmenes anteriores hacen referencia a los volúmenes totales esperados en los 36 meses de la vigencia del Plan.

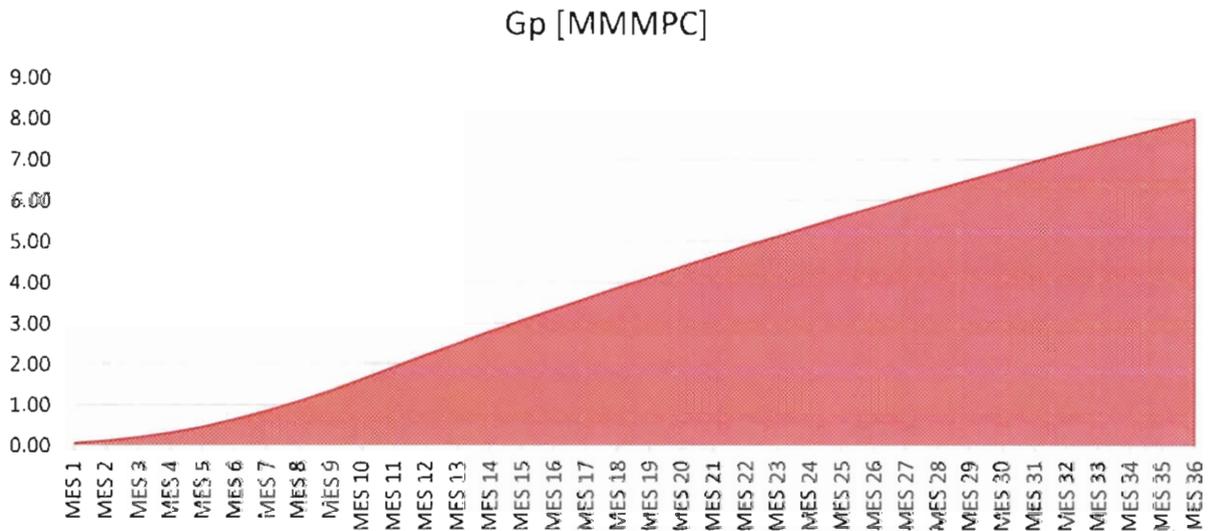


Figura. 3. Pronóstico de producción acumulada de gas (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

*[Handwritten signature]*

Cp [B]

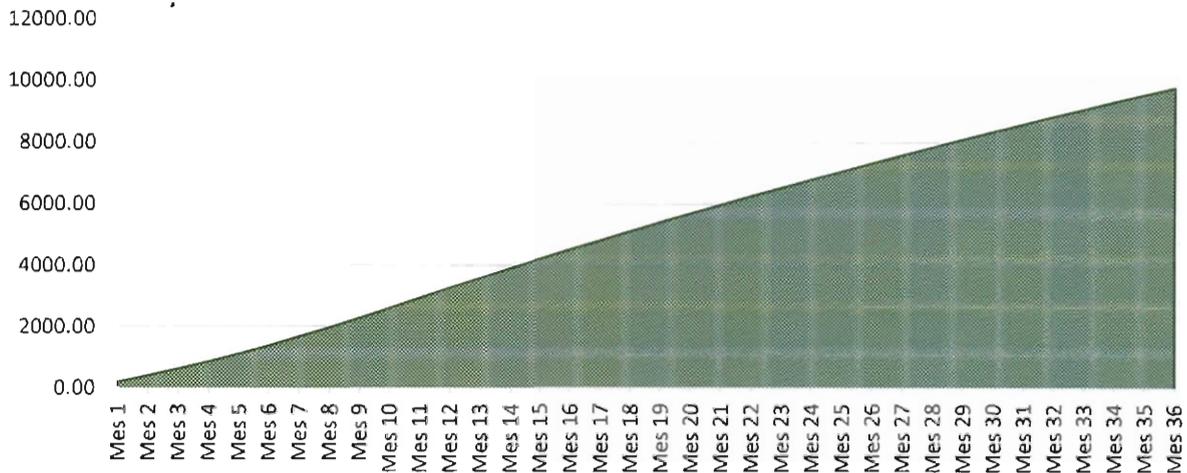


Figura. 4. Pronóstico de producción acumulada de condensado (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

El equipo técnico evaluó que la tecnología y el plan de producción propuesto por el Contratista permite 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 gas en un 3.56%. Dicho incremento se determinó tomando en consideración los volúmenes a recuperar que plantea el Contratista por medio de la ejecución del Plan y las cifras oficiales de volumen original de hidrocarburos al 1 de enero de 2016 publicadas por esta Comisión.

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

## f. Inversiones y gastos de operación

Las actividades del Plan de Desarrollo tienen como objetivo garantizar la continuidad operativa, asegurar el pronóstico de producción y presentar el volumen de reservas, provenientes de las formaciones productoras Wilcox, Mount Selman, Queen City y Yegua del Eoceno, a lo largo de un periodo de 36 meses. La estimación de costos fue realizada a partir de las siguientes premisas:

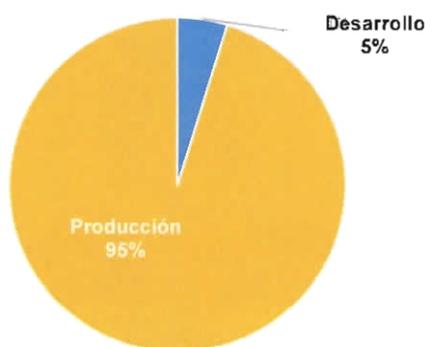
- ✓ Tipo de cambio de 19.925 MXN/USD al 10/11/2016
- ✓ Pronóstico de producción de 9,809.05 Cp [B] de condensado y 7.99 Gp [MMMPC] de gas durante la vigencia del Plan
- ✓ No se consideran actividades relacionadas a la perforación de pozos e infraestructura.
- ✓ Los registros de costos se encuentran alineados a los lineamientos del Fondo Mexicano del Petróleo.

El Operador calculó los costos a partir del Método de Costeo Basado en Actividades (*Activity Based Costing*), el cual identifica las actividades significativas para describir las operaciones y determinar el costo y rendimiento.

A partir de esta metodología, el Operador realizó las siguientes acciones:

- Visualizó de forma clara los logros sobre los costos de las Tareas y descubrió las fallas en las asignaciones de recursos y costos.
- Precisó la manera de asignar valor a las Tareas y Sub-Tareas.
- Obtuvo información confiable para soportar decisiones estratégicas.
- Benefició el trabajo en equipo en las áreas de Operación, Diseño de Pozos y Administración, ya que, sin ello, no se puede tener la idea clara de Ingeniería de Producción y la diversidad de costos, surgiendo la interacción de áreas.

La distribución del presupuesto en sus Actividades, Desarrollo, Producción y Abandono, se puede observar en la Figura 5:



Total de inversiones y gastos de operación: \$24,839,463 (monto en dólares de Estados Unidos)  
Figura. 5. Distribución del Presupuesto del Plan de Desarrollo por Actividad Petrolera.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

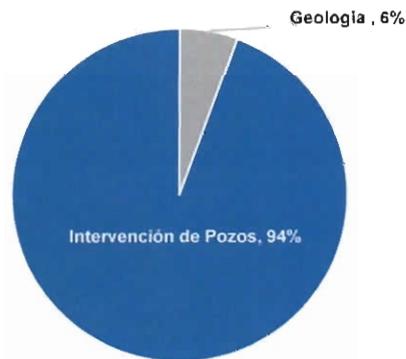
En la Tabla 5 se desglosan las inversiones y gastos de operación por Actividad Petrolera.

Actividad	Presupuesto Indicativo
Desarrollo	1,185,831
Producción	23,653,632
<b>Total</b>	<b>24,839,463<sup>1</sup></b>

Tabla 5.<sup>2</sup> Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A2/2015.  
(Montos en dólares de Estados Unidos)  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

### Actividad Desarrollo

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



\$1,185,831 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Figura. 6. Distribución del Presupuesto Plan de Desarrollo, Actividad Desarrollo 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 Desarrollo.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
Geología		65,831
	Análisis de Hidrocarburos.	65,831
Intervención de Pozos		1,120,000
	Intervención de Pozos para restauración	1,120,000
<b>Total</b>		<b>1,185,831<sup>3</sup></b>

Tabla 6.<sup>4</sup> Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A2/2015  
(Montos en dólares de Estados Unidos)  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

<sup>1</sup> Para efectos del registro del Presupuesto Indicativo en el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo, el monto por Actividad que se inscribirá será el establecido en el presente dictamen.

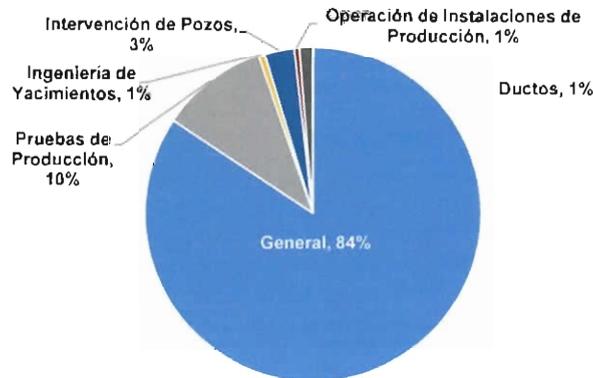
<sup>2</sup> Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

<sup>3</sup> En el Presupuesto del Plan de Desarrollo, la Tarea *Intervención de Pozos* coincide en lo general.

<sup>4</sup> Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

## Actividad Producción

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Producción* del Plan de Desarrollo se observa en la Figura 7:



\$23,653,632 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Figura. 7. Distribución del Presupuesto Plan de Desarrollo, Actividad Producción por Sub-actividad (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 7 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
<b>General</b>		<b>20,115,207</b>
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	20,115,207
<b>Pruebas de Producción</b>		<b>2,448,473</b>
	Equipamiento de Pozos.	2,370,270
	Realización de pruebas de producción.	78,203
<b>Ingeniería de Yacimientos</b>		<b>22,534</b>
	Estudios de presión volumen temperatura (PVT).	22,534
<b>Intervención de Pozos</b>		<b>683,733</b>
	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	683,733
<b>Operación de instalaciones de Producción</b>		<b>72,271</b>
	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	72,271
<b>Ductos</b>		<b>301,129</b>
	Mantenimiento de ductos.	301,129
<b>Seguridad, Salud y Medio Ambiente</b>		<b>10,285</b>
	Actualización del plan de seguridad y medio ambiente.	7,575
	Tratamiento y eliminación de residuos.	2,710

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
	Total	23,653,632 <sup>5</sup>

Tabla 7<sup>6</sup>. Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad Producción del Contrato CNH-R01-L03-A2/2015 (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.

**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:

Para la cuantificación de la producción de los campos Benavides-Primavera el Consorcio Petrolero 5M del Golfo, en cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, ha tenido a bien el adoptar la Implementación Sobre los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos, la cual se resume en los siguientes puntos:

1. Mantenimiento y adecuación de los Sistemas de Medición de flujo de gas existentes y sus componentes.
2. Programa de Capacitación sobre competencias en materia de medición de hidrocarburos al personal responsable.
3. Elaboración de los Procedimientos, Guías e Instructivos sobre la materia de la medición de hidrocarburos y la Metodología para el cálculo de la producción de gas mediante el Balance.

Actualmente para el manejo de la producción de gas del Área Contractual no. 2 correspondiente a los campos Benavides-Primavera se cuenta con medición operacional en las 5 Estaciones de Recolección que operan en la dicha área, basado en las siguientes premisas.

- **Mantenimiento y adecuación de los sistemas de medición existentes:** Primeramente, para poder evaluar y controlar el comportamiento de los pozos y de la producción del campo se implementó como primera medida prioritaria el mantenimiento y adecuación de los sistemas de medición existentes, incluyendo la instalación de los dispositivos necesarios para contar con la señal remota, en tiempo real, de los medidores operacionales y de referencia en la oficina; proceso que está en etapa de pruebas para su implementación (Instalación de sistema SCADA).
- **Sistema informático automatizado:** Simultáneamente se trabaja en la implementación de un sistema informático automatizado que nos permita realizar diariamente el Balance de la producción de gas, con la información de los medidores al cierre de las 5:00 am.

<sup>5</sup> En el Presupuesto del Plan de Desarrollo, las Tareas Estudios de Presión volumen temperatura (PVT), Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación y Actualización del plan de seguridad y medio ambiente coincide en lo general

<sup>6</sup> Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

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

Para la elaboración de dicho Balance se analizó y calculó con mayor precisión la variable del Autoconsumo, conformada principalmente por el Gas Combustible utilizado en los equipos de compresión y del Gas Usado en Operación, que corresponde a todos los equipos y dispositivos que operan de manera neumática en el proceso de extracción, recolección, acondicionamiento y transporte de los hidrocarburos desde el pozo hasta su punto de entrega.

Al mismo tiempo derivado que aún no se puede medir la producción de líquidos individual de pozos en las estaciones, se cuenta un programa de medición de pozos con equipo portátil que se instala a boca de pozo, con el cual se mide la producción, tanto de gas como de agua y condensado.

### Medición en Instalaciones Compartidas

De acuerdo a información proporcionada por el contratista, sobre las Estaciones de Recolección y de Medidores Operacionales, se cuenta con producción externa (campos San Bernardo, Cuatro Milpas y Benavides) en las estaciones de recolección Primavera 2, Benavides 2, Benavides 3 y Benavides 4.

Derivado de lo anterior, se ha llegado a un acuerdo entre el contratista STRATA CPB y C5M, con la finalidad de analizar el posible manejo de la producción externa en las instalaciones correspondientes a las estaciones Benavides 2 y Benavides 3.

C5M realizará la segregación de corrientes en dichas estaciones, por lo que se implementó un programa de mantenimiento a los separadores y sistema de medición fuera de operación para su utilización en el manejo de la producción externa.

Se realizó la derivación de corrientes de gas en dichas estaciones Benavides 2 y Benavides 3, en donde, cada corriente de producción quedo segregada y cuantificada por su respectivo medidor operacional. Para la estación Benavides 4 no se puede realizar esta actividad, puesto que dicha instalación opera como un cabezal, ya que de origen no se instaló ningún sistema de separación de fases Figura 8; por lo que se tiene contemplado instalar un equipo portátil para la medición de la producción de la estación, lo anterior para solventar esta deficiencia de infraestructura.



Diagrama General del Manejo de la Producción

Area Contractual Número 2  
Campos Benavides - Primavera

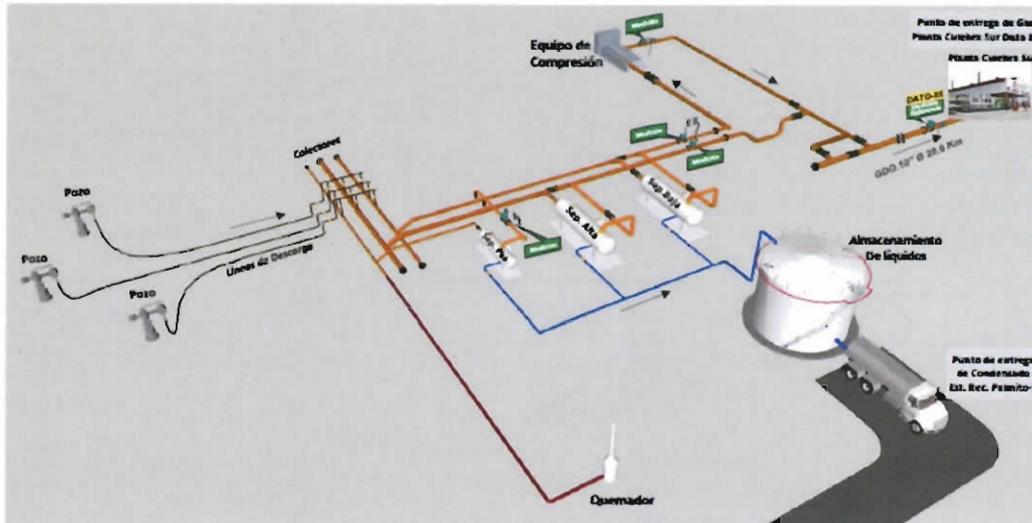


Figura. 8. Diagrama general de manejo de producción. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

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 reparaciones mayores o menores, actualización de los modelos estático y dinámico, pruebas de

presión y producción, análisis PVT (presión, volumen y temperatura), análisis de agua de formación 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.33.002.0216.

#### **h. Comercialización de hidrocarburos**

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

PEP llevará acabo la medición de hidrocarburos en la Central de Medición del Km-19, en los términos establecidos en la metodología y plan de trabajo, referidos en el séptimo transitorio de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, según resolución CNH.E.03.002/16.

Para efectos de entrega en puntos de medición para la venta y comercialización de los líquidos extraídos, el Contratista deberá cumplir con las especificaciones de calidad, según cláusula 11 del Contrato.

#### **i. Aprovechamiento de gas**

El ámbito de aplicación de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* se circunscribe a los Operadores Petroleros que realicen actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que involucren la extracción y aprovechamiento del gas natural asociado. Por lo anterior, y dado que el Área Contractual es productora de gas natural no asociado, las Disposiciones mencionadas no son aplicables, sin embargo, el incentivo para este tipo de proyecto es llegar a un aprovechamiento del 100% de la producción.

Sin menoscabo de lo anterior, el Contratista presentó el estimado de gas de autoconsumo dentro del Área Contractual, en cumplimiento con la cláusula 14.1 del Contrato. Dichos autoconsumos se observan en la Tabla 6.

<b>Sistema</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Consumo diario/Sistema (mmpcd)</b>	<b>Mensual (mmpc)</b>
Lanza barras / Válvula Motora	17	0.007	0.207
Minicompresor	2	20.018	0.553
Motocompresor	2	50.342	10.417

Válvula Motora	19	30.004	0.116
Gas de Instrumentos	1	0.003	0.080
Bombas en Ductos y Estaciones	4	0.020	0.61
Bombas en Tubería Capilar	6	0.024	0.73
<b>Total</b>			<b>12.711</b>

*Tabla 6. Autoconsumos considerados en el Área Contractual (Fuente: Contratista)*

## V. Mecanismos para la revisión de la Eficiencia Operativa

A continuación, se muestran en la Tabla 8, los indicadores clave de desempeño que el Contratista presentó asociados a las actividades a realizar en este Plan, de acuerdo al numeral III.16 Indicadores clave de desempeño.

INDICADOR	META	UNIDAD DE MEDIDA	FRECUENCIA DE MEDICION	FRECUENCIA DE REPORTE A LA CNH
Tasa de éxito de reparaciones	% de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas	Porcentaje $TER = \left( \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total Reparaciones}} \right) \cdot 100$	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Al término de la reparación y prueba de un pozo
Reparaciones Mayores	% de cumplimiento de reparaciones efectuadas respecto a las programadas en un año	Porcentaje $RMA = \left( \frac{RMA_{real}}{RMA_{plan}} \right) \cdot 100$	Trimestral	Trimestral
Producción	% de cumplimiento de producción Acumulada del campo	Porcentaje $PA = \left( \frac{PA_{real}}{PA_{plan}} \right) \cdot 100$	Mensual	Mensual
Gastos de operación	% de desviación del gasto de operación real respecto al programado	Porcentaje de desviación $DGO = \left( \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \right) \cdot 100$	Mensual	Semestral
Productividad	% de Cumplimiento de Producción promedio de grupo de pozos optimizados entre la producción programada	Porcentaje de cumplimiento $Qg = \left( \frac{Qg_{optimizado\ real}}{Qg_{programado}} \right) \cdot 100$	Mensual	Semestral
Contenido Nacional	Contenido Nacional	Porcentaje de desviación $DCN = \left( \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \right) \cdot 100$	Trimestral	Anual
Seguridad industrial, operativa y salud en el trabajo	Cumplimiento con el programa de mantenimiento a equipos de seguridad	Porcentaje $MEqS = \left( \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \right) \cdot 100$	Trimestral	Anual

Tabla 8. Indicadores de Gestión para el Plan de Desarrollo Área Contractual (Fuente: Contratista)

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

1. Como parte del seguimiento que la Comisión le dará a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 9 para la Actividades de Producción.

### Actividad Producción

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Evaluación	General	\$ 5,830,942.90		
	Geología	\$ 26,908.91		
	Pruebas de Producción	\$ 1,501,021.14		
	Ingeniería de Yacimientos	\$ 22,533.73		
	Seguridad, Salud y Medioambiente	\$ 8,478.62		
Producción	Ingeniería de Yacimientos	\$ 320,646.19		
	Ductos	\$ 75,282.31		
Desarrollo	Pruebas de Producción	\$ 880,000.00		
Abandono	General	\$ 200,752.82		
<b>Presupuesto Total</b>		<b>\$ 8,866,566.63</b>		

Tabla 9. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad Producción (Fuente: Comisión).

- Como parte del seguimiento que la Comisión le dará a la ejecución del Plan, se verificará la ejecución de las actividades respecto de las actividades contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 10, para la Actividad de Producción.

### Actividad Producción

Actividad	Sub-actividad	Programa de actividades (actividad)	Actividades ejecutadas (actividad)	Indicador Programa de Actividades/ ejecutadas
Desarrollo	Geología	36		
	Ingeniería de Yacimientos	3		
	Intervención a pozos	7		
Producción	General	36		
	Pruebas de producción / Eq. Pozos	232		
	Pruebas de Producción / Real. Pruebas de Prod.	115		
	Ingeniería de Yacimientos	8		
	Intervención a pozos	53		
	Operación de instalaciones de producción	24		
	Ductos	4		
	Seguridad, salud y medioambiente / Act. Plan de Seguridad y Medio Ambiente	1		
Seguridad, Salud y Medioambiente / Tratamiento y Eliminación de Residuos	36			
Abandono	General	12		

Tabla 10. Indicador de desempeño del programa de actividades en función de las actividades ejecutadas para la Actividad Producción (Fuente: Comisión).

## VI. Programa de administración de riesgos

El Programa de Administración de Riesgos fue presentado por el Contratista conforme a la cláusula 13.3 y numeral 6 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo 1 de los Lineamientos.

En atención a lo anterior, la Agencia evaluó dicho Sistema de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio ASEA/UGI/0043/2017 del 10 de febrero de 2017, notificó que el Contratista ingresó por segunda ocasión la solicitud el 01 de noviembre de 2016, de la cual la ASEA, realizó la prevención. La Agencia menciona como fecha probable de autorización agosto del presente año.



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

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

Sobre el particular, la Secretaría de Economía a través de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2017.0090 de fecha 30 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 de 27 en el primer año hasta alcanzar 38% para el año 2025.



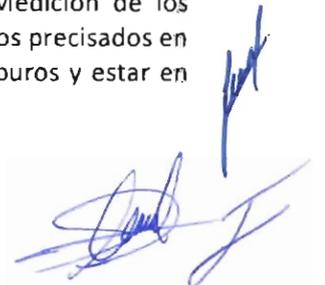
## VIII. Resultado de la opinión técnica

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:

- El Plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad de producción, complementadas por actividades de toma de información de los pozos, a fin de evaluar el comportamiento de la producción de aquellos en los que se realicen cambios de aparejo.
- En atención al plan de producción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor de recuperación gas en un 3.56%, 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. El Plan considera una mejor recuperación a través de la ejecución de reparaciones de pozos, en éstas se observa que la expectativa de producción acumulada se encuentra en 9,809.05 [B] de condensado y 7.99 [MMMPC] de gas durante la vigencia del Plan.
- De acuerdo al 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 continuar con el desarrollo del Área Contractual.
- De acuerdo al Plan, el Contratista manifestó que instalará instrumentación para transmisión remota de datos (SCADA), lo cual dará mayor certidumbre en la medición de hidrocarburos del Área Contractual.
- Considerando la complejidad técnica, estudios de campo y la evaluación económica que deberá llevar a cabo el Contratista para efecto de la definición, instalación e implementación de los Mecanismos de Medición, se considera técnicamente razonable que se lleve a cabo con la mayor información disponible y actualizada, considerando las actividades a realizarse en el Periodo de Evaluación.

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

En consecuencia, y tomando en consideración la etapa actual del Área Contractual, resulta técnicamente viable que los Contratistas continúen llevando a cabo la Medición de los Hidrocarburos y se considere el Punto de Medición provisional, en los términos precisados en la CNH.E.33.02/16 para efecto de llevar a cabo la medición de los hidrocarburos y estar en posibilidad de determinar el volumen y la calidad de los mismos.



- El Contratista plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, lo que refleja el aprovechamiento del gas como principal producto dentro del Área Contractual. Además, se observó que resulta técnicamente viable que el Contratista utilice los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras hasta por 12.711 mmpc mensuales, los cuales podrán ser utilizados como combustible o para inyección o levantamiento neumático.
- Del contenido del Plan de Desarrollo se advierte que este fue estructurado y elaborado con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, en relación a la tecnología propuesta, lo que permitirá maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar en favor del Contratista, el Plan de Desarrollo presentado para el Área Contractual, relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A2/2015, con una vigencia de hasta 36 meses contados a partir de la aprobación del mismo, destacando que dicho Plan de Desarrollo deberá ser actualizado por el Contratista al concluir su periodo de Evaluación, de conformidad con lo establecido en la Resolución.

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

Elaboró:



**ING. MIGUEL ANGEL IBARRA RANGEL**

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó y autorizó:



**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Autorizó:



**ING. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ**

Titular de la Unidad Técnica de Extracción