



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.08.002/17 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS SE PRONUNCIA RESPECTO DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR GS OIL & GAS, S.A.P.I. DE C.V., EN RELACIÓN CON EL CONTRATO CNH-R01-L03-A20/2016 PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA, CORRESPONDIENTE AL ÁREA CONTRACTUAL 20, CAMPO RICOS.

RESULTANDO

PRIMERO.- 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.- 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 la administración y supervisión, en materia técnica de 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.- 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.- 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.- El 23 de agosto de 2016, la Comisión aprobó la *Resolución CNH.E.39.001/16, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite Dictamen Técnico respecto del proyecto de Plan Provisional propuesto para el Área Contractual número 20 correspondiente al campo Ricos, resultado del proceso licitatorio para la adjudicación de Contratos de Licencia para Extracción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales Terrestres – Tercera Convocatoria CNH-R01-L03/2015.*

SEXTO.- El 25 de agosto de 2016 (en adelante, Fecha Efectiva), la Comisión y la empresa GS OIL & GAS, S. A. P. I. de C. V. (en adelante, Contratista) suscribieron el Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 20, Campo Ricos (en adelante, Contrato).



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SÉPTIMO.- Mediante escrito GSOG-DT-2016-0010 recibido en la Comisión el 20 de diciembre 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 la Comisión.

OCTAVO.- 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 inmediato 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.

NOVENO.- Mediante oficio 250.0009/2017 del 12 de enero de 2017, la Comisión remitió a la Secretaría de Economía la información presentada por el Contratista, a efecto de que dicha dependencia analizara lo concerniente al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional y, asimismo, se le solicitó que informara respecto de la documentación faltante y, en su caso, aquellas inconsistencias que el Contratista debería subsanar para la debida evaluación del Programa de Cumplimiento referido.

Mediante oficio UCN.430.2017.0149 recibido en la Comisión el 5 de julio de 2017, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional presentado por el Contratista.

DÉCIMO.- Mediante oficio 250.0008/2016 del 12 de enero de 2017, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) la información relativa al Sistema de Administración de Riesgos, en términos del artículo 13 de los Lineamientos.

UNDÉCIMO.- Mediante oficio 250.0021/2017 del 24 de enero de 2017, la Comisión previno al Contratista para presentar diversa información en relación a la Solicitud presentada.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

En respuesta, mediante escrito GSOG-DT-2017-0014 recibido en esta Comisión el 15 de febrero de 2017, el Contratista remitió diversa información en atención a la prevención.

DUODÉCIMO.- Mediante oficio 250.0085/2016 notificado al Contratista el 6 de abril del 2017, la 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, en términos del artículo 26 de los Lineamientos, la cláusula 5.3, el Anexo 9 del Contrato y de los Criterios emitidos por la Comisión.

En el oficio de referencia, se señaló expresamente que la declaratoria de suficiencia se emitió sin perjuicio de las aclaraciones o adecuaciones que, en su caso, solicitarán las autoridades competentes en materia de Seguridad Industrial y Contenido Nacional como parte de la revisión del Plan de desarrollo para la Extracción materia de la presente.

DECIMO TERCERO.- Mediante oficio 250.0147/2017 del 17 de mayo de 2017, la Comisión convocó al Contratista a una reunión de trabajo para el día 23 del mismo mes y año, a fin de que éste aclarara diversa información presentada en relación a su Plan de desarrollo para la Extracción.

Como resultado de la reunión de trabajo, el Contratista, a través del escrito GSOG-PLAN-2016-00015 recibido en esta Comisión el 26 de junio del año en curso, presentó diversa información aclaratoria.

DÉCIMO CUARTO.- 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, toda vez que se encuentra en tiempo y forma para tal efecto, en términos del dictamen técnico emitido por la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en lo sucesivo, Dictamen) y conforme a lo dispuesto por los artículos 31, fracciones VI, VIII y XII, 43, fracción I, inciso c) y 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 30, 34 y Anexo II de los Lineamientos, así como la cláusula 5.3, el Anexo 9 del Contrato y los Criterios, y

CONSIDERANDO

PRIMERO.- 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 1, 31, fracciones VI, VIII y XII, 43, fracción I, inciso c) y 44, fracción II de la Ley de



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, 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 y 13, fracción II, inciso f. 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 y Anexo Único, numeral I de los Criterios.

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

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

TERCERO.- 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, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 35, fracción IV de los Lineamientos; Anexo Único, numeral I de 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:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- A)** El cumplimiento de los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 35, fracción IV de los Lineamientos:
- I. La evaluación de la tecnología y el plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables;
 - II. El programa de aprovechamiento del Gas Natural, y
 - III. Los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.
- B)** Cumplimiento de los requisitos establecidos en el Contrato.
- I. La cláusula 5.3 y
 - II. El Anexo 9.
- C)** Cumplimiento de los Lineamientos, en términos de los Criterios emitidos por la Comisión.

Ahora bien, conforme a lo señalado en los Criterios, así como los argumentos vertidos en el Dictamen, el cual 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.

Las prácticas comúnmente aceptadas en el sector hidrocarburos indican que para poder presentar un plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo, es necesario primero contar con información técnica suficiente, tanto en cantidad como en calidad, de los yacimientos, pozos e instalaciones, entre otros, la cual deriva de los resultados que se obtengan al finalizar el Periodo de Evaluación.

En este sentido, la complejidad del Área Contractual antes mencionada se debe a que ésta cuenta con campos en producción (objeto del Plan de desarrollo para la Extracción), a la par de estar ejecutándose el citado Periodo de Evaluación. Derivado de lo anterior, el Contratista aún no recaba la información técnica y económica necesaria para elaborar un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo, situación que fue advertida por la Comisión en la emisión de los Criterios, por la cual éste deberá presentar una modificación para actualizar su Plan de desarrollo para la Extracción una vez que concluya el Periodo de Evaluación y las Actividades Petroleras contempladas en el plan que, en su caso, se apruebe para dicho periodo, la cual deberá considerar el contenido integral de los Lineamientos, en relación al contenido del Contrato.

CUARTO.- Del análisis realizado por esta Comisión al Plan de desarrollo para la Extracción y con base en el Dictamen, se concluye que éste resulta adecuado, desde un punto de



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

vista técnico y es acorde a las características del Área Contractual, toda vez que cumple con lo dispuesto en los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 35, fracción IV de los Lineamientos; la cláusula 5.3 y Anexo 9 del Contrato, y Anexo Único, numeral I de los Criterios.

Lo anterior se relaciona con el apartado IV del Dictamen y se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH-R1L3-050/2017 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

A) Cumplimiento de los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 35 de los Lineamientos:

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

Del Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista, se advierte que, las tecnologías a emplear, complementadas con actividades de toma de información de los pozos a fin de evaluar el comportamiento de la producción del Área Contractual, son consistentes para el aseguramiento de la continuidad de las actividades operativas previstas en el Plan Provisional.

En atención al programa 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 14.2%, mientras que la maximización del factor de recuperación podrá ser distinta en términos del Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo, que presente el Contratista en cumplimiento a los Criterios.

II. El programa de aprovechamiento del Gas Natural;

Dado que el Área Contractual es productora de Gas Natural no Asociado, el Contratista prevé aprovechar el 100% de la producción.

Sin perjuicio de lo anterior, no se omite mencionar que el ámbito de aplicación de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos se circunscribe al Contratista que realice actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que involucren la extracción y aprovechamiento del gas natural asociado.



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

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

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 Técnicos en materia de Medición (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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

El Contratista para la selección del Sistema de Medición considero el tipo y las características del fluido, las condiciones de operación máximas y mínimas actuales (flujo, presión y temperatura). 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 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 Contratista 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.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

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

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

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

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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:

“...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.66.001/16**, mediante la cual resolvió aprobar la propuesta de Medición de los Hidrocarburos y de Punto de Medición provisional del Área Contractual, lo anterior, conforme al Acuerdo presentado por el Contratista para la Medición de Hidrocarburos, por lo que estableció en su Considerando Décimo Primero lo siguiente:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

...

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

...

[Énfasis añadido]

Aunado a lo anterior, en atención al acuerdo propuesto por el Contratista, la Comisión determinó en los resolutivos primero y segundo la antes citada Resolución **CNH.E.66.001/16** lo siguiente:

*“PRIMERO.- Dar 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.- Aprobar la Medición de los Hidrocarburos así como los Puntos de Medición provisionales para el Área Contractual propuestos por el Contratista...”

[Énfasis añadido]

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

En consecuencia, y tomando en consideración la etapa actual del Área Contractual, resulta técnica y jurídicamente viable que el Contratista continúe llevando a cabo la Medición de los Hidrocarburos y considerar el Punto de Medición provisional, en los términos precisados en la Resolución **CNH.E.66.001/16**.

Lo anterior, toda vez que la Comisión facultó al Contratista para seguir operando al amparo de los procedimientos de entrega y recepción aprobados mediante



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Resolución **CNH.E.66.001/16**, mismos que forman parte de los Mecanismos de Medición y con los cuales podrá dar cumplimiento a dichos mecanismos, toda vez que cuenta con los elementos suficientes para determinar el volumen y la calidad de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual; todo ello sin perjuicio de la obligación del Contratista respecto de presentar los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición conforme a lo señalado en el presente numeral.

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

Sin perjuicio de lo anterior, se observa que el Contratista manifestó que implementará un medidor tipo coriolis dentro del Área Contractual, apegándose a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Lo que se considera como la intención del Contratista a utilizar tecnología adecuada para las características del yacimiento dentro del Área Contractual. En este sentido, una vez que cuente con mayor información, deberá evaluar la viabilidad técnica de instalar dicho medidor.

B) Cumplimiento de los requisitos establecidos en el Contrato.

Conforme a lo señalado en el Apartado IV del Dictamen, se advierte que el Contratista cumplió con los requisitos establecidos en la cláusula 5.3 y el Anexo 9 del Contrato y se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH-R1L3-050/2017 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

C) Cumplimiento de los Lineamientos, en términos de los Criterios emitidos por la Comisión.

Respecto al cumplimiento del Anexo Único, numeral I de los Criterios, se advierte su cumplimiento en términos del Apartado IV del Dictamen, y de igual forma se corrobora con las constancias que obran en el expediente CNH-R1L3-050/2017, a cargo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de la Comisión.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Aunado a lo anterior, se advierte que la estrategia propuesta por el Contratista se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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

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

SEXTO.- Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0275/2017, recibido en la Comisión el 18 de abril 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.- Mediante oficio UCN.430.2017.0149, recibido en la Comisión el 5 de julio 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.- 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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

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

RESUELVE

PRIMERO.- Aprobar el Plan de desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista, en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A20/2016, 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.- Considerar a las actividades presentadas en materia de Contenido Nacional y transferencia de tecnología, como parte integrante del Contrato, conforme a la Cláusula 18.3 y el numeral 9 del Anexo 9 del Contrato; en términos de los Considerandos Séptimo y Octavo de la presente Resolución.

TECERO.- El Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos que en su caso requieran otras autoridades competentes en materia de hidrocarburos. Lo anterior con fundamento en los artículos 13 y 34 de los Lineamientos.

CUARTO.- Aprobar los indicadores de supervisión del cumplimiento en términos del Considerando Noveno de la presente Resolución.

QUINTO.- 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

SEXTO.- Inscribir la presente Resolución CNH.08.002/17 en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior con fundamento en los artículos 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 36 de los Lineamientos.

CIUDAD DE MÉXICO, A 26 DE JULIO DE 2017.

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



**JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO PRESIDENTE**



**ALMA AMÉRICA PORRES LUNA
COMISIONADA**



**SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO**



**HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX
COMISIONADO**



**HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO**

2