



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.15.003/19 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR DEUTSCHE ERDOEL MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V. PARA EL CONTRATO CNH-A4.OGARRIO/2018.

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 las Asignaciones y Contratos.

TERCERO.- El 29 de septiembre de 2015, se publicaron en el DOF los *LINEAMIENTOS técnicos en materia de medición de hidrocarburos* (en adelante, Lineamientos de Medición) mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016 y el 11 de diciembre de 2017.

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) mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016 y el 11 de diciembre de 2017.

QUINTO.- El 7 de enero de 2016, se publicaron en el DOF las *DISPOSICIONES Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* (en adelante, Disposiciones Técnicas).

SEXTO.- Mediante Resolución CNH.E.11.003/18 del 1 de marzo de 2018, el Órgano de Gobierno de esta Comisión aprobó el Plan Provisional del Área 4 de la Licitación CNH-A4-OGARRIO/2017.

SÉPTIMO.- El 6 de marzo de 2018, la Comisión, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) y la empresa Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V., suscribieron el Contrato CNH-A4.OGARRIO/2018 (en adelante, Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres, bajo la Modalidad de Licencia correspondiente al Área Contractual Ogarrío.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Cabe señalar que de conformidad con lo establecido en la Cláusula 2.5 del Contrato, se designó como operador del mismo a la empresa Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. (en adelante, Operador).

OCTAVO.- Por escrito recibido en esta Comisión el 31 de agosto de 2018, en cumplimiento a la Cláusula 4.2 del Contrato, el Operador solicitó la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos correspondiente al Área Contractual (en adelante, Solicitud).

NOVENO.- Por oficios 250.509/2018 y 250.698/2018 del 11 de septiembre de 2018 y 6 de noviembre del 2018, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto del programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Mediante oficios 250.510/2018 y 250.699/2018 del 11 de septiembre de 2018 y 6 de noviembre de 2018, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto al cumplimiento del programa de capacitación y transferencia de tecnología.

DÉCIMO.- Por oficio 250.511/2018 del 11 de septiembre de 2018, la Comisión solicitó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) informara el estado que guarda el Sistema de Administración autorizado por la Agencia.

En respuesta, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1411/2018, recibido en la Comisión el 24 de enero de 2019, la Agencia indicó que el Regulado, cuenta con una autorización a su Sistema de Administración identificada con el número ASEA-DEE18005C/AI3318 del 7 de marzo de 2018.

Adicionalmente, indicó que previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la Comisión, el Operador deberá presentar ante la Agencia la aprobación que en su momento le otorgue esta Comisión, para efecto de encontrarse amparadas en dicho Sistema de Administración de Riesgos.

DÉCIMO PRIMERO.- Mediante oficio 250.736/2018 del 23 de noviembre de 2018, la Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información, en términos del artículo 27 de los Lineamientos.

DÉCIMO SEGUNDO.- Mediante oficio 250.073/2019 del 27 de febrero de 2019, la Comisión solicitó opinión a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público respecto de los Puntos de Medición relacionados con la Solicitud.

En respuesta, mediante oficio 352-A-019 recibido en la Comisión el 4 de marzo de 2019, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público informó estar de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Operador, siempre que éstos y los Mecanismos de Medición cumplan con la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos provenientes del Área Contractual, de conformidad con los Lineamientos de Medición.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

DÉCIMO TERCERO.- Derivado de lo expuesto en los Resultandos anteriores, la Comisión se encuentra en posibilidad de evaluar la Solicitud presentada por el Operador, en términos del Dictamen Técnico emitido por las Direcciones Generales de Dictámenes de Extracción, de Medición, de Comercialización de Producción, así como de Estadística y Evaluación Económica, mismo que forma parte integrante de la presente Resolución como Anexo Único (en lo sucesivo, Anexo Único) y

CONSIDERANDO

PRIMERO.- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para pronunciarse respecto de la Solicitud. Lo anterior en términos de los artículos 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 31, fracciones VI, VIII y XII, 43, fracción I, inciso c), 44, fracción II y 131 de la Ley de Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, IV, X, XXIV y XXVII, 38, fracciones I, III y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 10, fracción I, 11 y 13, fracciones II, inciso f., XI y XIV del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 6, fracción II, 7, 8, fracción II, 19, 20, 30, 33, 34, 35, fracciones I, II, IV, V y VI, Anexo II, así como demás aplicables de los Lineamientos, Cláusulas 4.2, 10.1, 12.2, 16.1, 17.3, 17.5 y Anexo 5 del Contrato.

SEGUNDO.- Que la Solicitud presentada por el Operador fue evaluada por esta Comisión con base en lo siguiente:

- I. Procedencia del Plan de Desarrollo para la Extracción, conforme a lo dispuesto en la Cláusula 4.2 del Contrato y los artículos 6, fracción II, 7, 8, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20, 25 y Anexo II de los Lineamientos;
- II. Cumplimiento al artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos;
- III. Cumplimiento de las Cláusulas 4.2, 10.1, 12.2 y 16.1, y
- IV. Evaluación de las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en relación con los artículos 7 y 8, fracción II de los Lineamientos.

TERCERO.- Que del análisis realizado por esta Comisión a la Solicitud y con base en el Anexo Único, el Plan de Desarrollo para la Extracción consiste en ejecutar las siguientes actividades:

Actividad	Total
Perforación y Terminación	8*
Ductos	49
Reparaciones Mayores (RMA)	552
Reparaciones Menores (RME)	997
Conversión Pozo Inyector	12
Taponamientos	251

*La Solicitud hace referencia a la perforación de 2 pozos adicionales aprobados previamente en la Resolución CNH.E.11.003/18 del 1 de marzo de 2018, referente al Plan de Provisional, los cuales no son materia de aprobación en la presente Resolución.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Del análisis realizado en el Anexo Único, se determina que las actividades propuestas cumplen con lo establecido en los artículos 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, 6, fracción II, 7, 8, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20, así como el Anexo II de los Lineamientos, las Cláusulas 4.2, 10.1, 12.2, 16.1 y Anexo 5 del Contrato y las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, atentos a lo siguiente:

I. Análisis de la procedencia del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Cláusula 4.2 del Contrato señala:

"4.2 Plan de Desarrollo.

El Contratista tendrá la obligación de presentar un Plan de Desarrollo dentro de los ciento ochenta (180) Días siguientes a la Fecha Efectiva, para dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional. (...)"

[Énfasis añadido]

La Fecha Efectiva del Contrato fue el 6 de marzo de 2018 y el 31 de agosto de 2018, el Operador presentó para aprobación de la Comisión la Solicitud correspondiente para el Área Contractual.

En consecuencia y en cumplimiento a la Cláusula 4.2 del Contrato, el Plan de Desarrollo para la Extracción fue presentado por el Operador en el plazo establecido para tal efecto y esta Comisión cuenta con la atribución para pronunciarse al respecto, lo anterior con fundamento en los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 6, fracción II de los Lineamientos.

Asimismo, la Solicitud cumple con los requisitos establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20 y 25, así como el Anexo II de los Lineamientos, y las Cláusulas 4.2, 10.1, 12.2 y 16.1 del Contrato.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente respectivo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión, al cual se hace referencia en el apartado IV del Anexo Único.

La Comisión consideró los principios, criterios y elementos establecidos en los artículos 7 y 8, fracción II de los Lineamientos, en cuanto a la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades referentes al Plan de Desarrollo para la Extracción, considerando también las características del Área Contractual, así como los términos y condiciones establecidos en el Contrato.

II. Análisis del cumplimiento del artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos.

1. La evaluación de la tecnología y el plan de producción en aras de maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Una vez analizada la Solicitud, se concluye que la estrategia de explotación presentada para las formaciones Mioceno y Plioceno del Área Contractual, se sustenta en un plan de administración de yacimientos, el cual considera la aplicación de tecnologías y lecciones aprendidas conforme a las mejores prácticas.

Estas tecnologías propuestas por el Operador como como la aplicación de sistemas artificiales de producción y sensores de superficie y de fondo permanentes, son adecuadas para coadyuvar a maximizar el factor de recuperación.

Las actividades previstas en la Solicitud prevén una recuperación con base en una producción final acumulada de 262.3 millones de barriles de aceite y 558.9 miles de millones de pies cúbicos de Gas Natural, lo cual equivale a factores finales de recuperación de aceite y de Gas Natural de 20.6% y de 36.2% respectivamente. Lo anterior maximiza el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.

Lo anterior, en términos del apartado IX del Anexo Único.

2. Respecto al Programa de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, se concluye lo siguiente:

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, Programa de Aprovechamiento) propuesto por el Operador en la Solicitud resulta técnicamente viable, toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en los artículos 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones Técnicas, por lo que derivado del análisis técnico realizado por la Comisión se advierte lo siguiente:

- a) Cumple con la meta de aprovechamiento de Gas del 98% anual, la cual se alcanzará a partir del primer año y se mantiene durante el resto de la vigencia del Plan de Desarrollo para la Extracción, a través de bombeo neumático y la transferencia, de esta manera se garantiza el manejo del Gas producido en el Área Contractual.
- b) Por lo que respecta a la máxima Relación Gas Aceite (RGA) a la que podrán producir los pozos, se establece lo siguiente:

Área Contractual	Máxima Relación Gas Aceite (m ³ /m ³)
Campo Ogarrío	3,000

Se considera técnicamente viable aprobar dicha relación en términos del artículo 13 de las Disposiciones Técnicas.

Lo anterior, en términos de los apartados IV y IX, inciso f) del Anexo Único.

3. Los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos, así como la determinación del Punto de Medición.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Del análisis a la Solicitud se concluye que la medición de Hidrocarburos se realizará en dos Etapas, mismas que se encuentran referidas en los apartados IV, inciso j) y IX del Anexo Único de la presente Resolución, respecto de las cuales se destaca lo siguiente:

- a) La Comisión llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Operador en la Solicitud, en términos del artículo 43 de los Lineamientos de Medición, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los Lineamientos de Medición.
 - ii. Se analizó la integridad y el contenido de la información proporcionada por el Operador conforme a los criterios de evaluación establecidos en el artículo 44 de los Lineamientos de Medición, concluyendo que cumple con la Gestión y Gerencia de la Medición, la cual deberá ser implementada en los términos referidos en el artículo 42 de dichos Lineamientos de Medición.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por el Operador.
 - iv. Los Puntos de Medición propuestos por el Operador se encuentran referidos en el apartado IV, inciso j) del Anexo Único, los cuales se consideran técnicamente viables, conforme al análisis técnico realizado, toda vez que es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área Contractual y cumple con los Lineamientos de Medición.

De conformidad con los artículos 5 y 43, fracción IV, de los Lineamientos de Medición, mediante oficio 250.073/2019 del 27 de febrero de 2019, se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Operador.

Dicha Dependencia Federal informó por oficio 352-A-019 recibido en esta Comisión el 4 de marzo de 2019, que está de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Operador, siempre que éstos y los Mecanismos de Medición cumplan con la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos provenientes del Área Contractual, de conformidad con los Lineamientos de Medición.

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición en términos del artículo 46 de los Lineamientos de Medición, se establece lo siguiente:
 - i. La ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Medición Operacional, de Transferencia y Fiscal se encuentra referida en el apartado IV, inciso j) del Anexo Único.

- ii. Se determina que el Operador deberá mantener y dar cumplimiento a los valores de incertidumbre y parámetros de calidad en los términos referidos en los artículos 28 y 38 de los Lineamientos de Medición, por lo que una vez que entren en operación los Sistemas de Medición, se deberá dar aviso a la Comisión conforme al artículo 48 de los Lineamientos de Medición.
- iii. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se aprueba el programa de Diagnósticos en términos del análisis realizado en el apartado IX del Anexo Único.

Lo anterior, en términos del apartado IX, inciso g) del Anexo Único.

III. Evaluación del Cumplimiento de las Cláusulas 4.2, 10.1, 12.2 y 16.1 del Contrato.

1. Cumple con el contenido de la Cláusula 4.2 del Contrato, conforme a lo siguiente:
 - a) Contempla la totalidad del Área de Desarrollo;
 - b) Prevé 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;
 - c) Cuenta con el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural;
 - d) Considera los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos, e
 - e) Incluye la información requerida en la Normativa aplicable.
2. El Operador propuso los procedimientos que deberán regular la programación, Almacenamiento, y la medición y monitoreo de calidad y volumen de los Hidrocarburos Netos en los Puntos de Medición conforme a las Cláusulas 10.1 y 10.2 el Contrato y en términos del análisis realizado en el apartado IV, inciso j) del Anexo Único.
3. De conformidad con la Cláusula 16.1 del Contrato, el Plan de Desarrollo para la Extracción contiene una sección relacionada con el Abandono del Área Contractual, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y compensación ambiental del Área Contractual, desinstalación de maquinaria y equipo, así como entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual.

Cabe hacer mención que, en relación con el Fideicomiso de Abandono, el Operador deberá dar cumplimiento a las Cláusulas 16.3 y 16.4 del Contrato.



IV. Evaluación de las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y en relación con los artículos 7 y 8, fracción II de los Lineamientos.

Derivado del análisis realizado en el apartado IX del Anexo Único, se advierte que las actividades propuestas por el Operador cumplen con las bases establecidas en el artículo 39, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en relación con el artículo 7 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

1. Aceleran el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
2. Elevan el factor de recuperación;
3. Consideran la reposición de las reservas de Hidrocarburos;
4. Consideran la utilización de la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos, y
5. Promueven el desarrollo de las actividades de Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.

Aunado a lo anterior, se advierte que la Solicitud cumple con el contenido del artículo 8, fracción II, en términos del apartado IX del Anexo Único.

V. Análisis económico.

Del Análisis económico realizado en el Anexo Único se concluye que el proyecto tiene características suficientes para que se considere económicamente viable, antes y después de impuestos y pago de contraprestaciones al Estado.

Lo anterior, conforme a lo dispuesto en el apartado IV del Anexo Único de la presente Resolución.

VI. Los Programas asociados al Plan de Desarrollo para la Extracción.

1. Programa de capacitación y transferencia de tecnología.

Mediante oficio UCN.430.2019.114 recibido en la Comisión el 22 de febrero de 2019, la Secretaría de Economía informó que aún no cuenta con la información suficiente para emitir una opinión respecto del programa de capacitación y transferencia de tecnología, motivo por el cual solicitó al Operador presentar diversa información relacionada con las Actividades Petroleras a ejecutar en periodo del Desarrollo para la Extracción.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

En este sentido, una vez que el Operador realice dicha gestión y con ello la autoridad facultada emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado el programa y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción y del Contrato.

Lo anterior, tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de capacitación y transferencia de tecnología, en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, así como las Cláusulas 17.3 y 17.5 del Contrato.

Por otra parte, esta Comisión deja de manifiesto que en el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dicho programa, el Operador estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción en términos de lo dispuesto en el artículo 40 de los Lineamientos, ello a efecto de que pueda dar cumplimiento a las obligaciones en materia de capacitación y transferencia de tecnología.

Lo anterior, a efecto de cumplir con lo estipulado en la Cláusula 17.3 y 17.5 del Contrato.

2. Programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional.

Mediante oficio UCN.430.2018.434 recibido en la Comisión el 26 de noviembre de 2018, la Secretaría de Economía informó que no cuenta con los elementos para la evaluación respecto del programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, motivo por el cual solicitó al Operador presentar diversa información relacionada con las Actividades Petroleras a ejecutar en periodo del Desarrollo para la Extracción.

En este sentido, una vez que el Operador realice dicha gestión y con ello la autoridad facultada emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado el programa y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción y del Contrato.

Lo anterior, tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional, en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, los artículos 13 y 14 de los Lineamientos, así como la Cláusula 17.3 del Contrato.

Por otra parte, esta Comisión deja de manifiesto que en el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dicho programa, el Operador estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción en términos de lo dispuesto en el artículo 40 de los Lineamientos, ello a efecto de que pueda dar cumplimiento a las obligaciones en materia de Contenido Nacional.

Lo anterior, a efecto de cumplir con lo estipulado en la Cláusula 17.3 del Contrato.



3. Sistema de Administración de Riesgos.

Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1411/2018 del 3 de diciembre de 2018, recibido el 24 de enero de 2019, la Agencia señaló que el Operador cuenta con un Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-DEE18005C/AI3318.

Adicionalmente, indicó que previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la Comisión, el Operador deberá presentar ante la Agencia la aprobación que en su momento le otorgue esta Comisión, para efecto de encontrarse amparadas en dicho Sistema de Administración de Riesgos.

Cabe señalar que por Acuerdo CNH.E.07.001/18 del 15 de febrero de 2018, el Órgano de Gobierno emitió el Criterio de Interpretación Administrativa que armoniza el contenido de los artículos 13, primer párrafo y 33, fracción V de los Lineamientos, en el cual se establece que basta con que los Operadores Petroleros acrediten haber iniciado el procedimiento respectivo ante la Agencia, con lo cual se daría por atendido el requisito contenido en el artículo 33, fracción V de los Lineamientos en cuanto a que el Dictamen técnico final incluya un programa de administración de riesgos aprobado.

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos procura materializar el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, motivo por el cual se contempla la emisión de la presente Resolución sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.

VII. Indicadores de supervisión del cumplimiento.

Conforme al Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por el Operador, resulta procedente aprobar los indicadores de supervisión del cumplimiento conforme al apartado V del Anexo Único, *Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan.*

CUARTO.- Que derivado del análisis realizado por la Comisión en el Anexo Único en términos del Considerando que antecede, se concluye que la Solicitud resulta adecuada, desde un punto de vista técnico, por lo que resulta procedente aprobar las actividades propuestas por el Operador.

Sin perjuicio de la aprobación materia de la presente Resolución, el Operador deberá cumplir con la normativa emitida por esta Comisión, de manera particular, en materia de perforación de pozos, así como en lo concerniente a las gestiones que deban llevarse ante la Agencia, a fin de contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten necesarios para realizar las Actividades Petroleras establecidas en el Plan de Desarrollo



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

para la Extracción materia de aprobación de la presente Resolución, en adición a la presentación de información que resulte necesaria para su seguimiento.

Lo anterior, de conformidad con los artículos 47, fracciones I, III, V y VIII de la Ley de Hidrocarburos, 13 y 34 de los Lineamientos, así como la Cláusula 12.1, incisos (a) y (d) del Contrato.

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 propuesto por el Operador, en términos de los Considerandos Tercero y Cuarto de la presente Resolución y conforme al Anexo Único.

SEGUNDO.- Aprobar el Programa de Aprovechamiento propuesto por el Operador, en términos del Considerando Tercero de la presente Resolución y conforme al Anexo Único.

TERCERO.- Aprobar los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición presentados por el Operador, en los términos referidos en el Considerando Tercero de la presente Resolución y conforme al Anexo Único.

CUARTO.- Hacer del conocimiento al Operador que los programas de Contenido Nacional, capacitación y transferencia de tecnología deberán ser presentados ante esta Comisión y formarán parte integrante del Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre y cuando se cuente con la opinión favorable que al efecto emita la Secretaría de Economía.

Por otro lado, en el supuesto de que la Secretaría de Economía emita un pronunciamiento en sentido no favorable, el Operador estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción en términos de lo dispuesto en el artículo 40 de los Lineamientos.

Asimismo, notificar al Operador los oficios UCN.430.2018.434 y UCN.430.2019.114, con la finalidad de atender la solicitud e información emitida por la Secretaría de Economía y que se relaciona con los programas de Contenido Nacional, capacitación y transferencia de tecnología.

Lo anterior, de conformidad con lo establecido en el Considerando Tercero de la presente Resolución y las Cláusulas 17.3 y 17.5 del Contrato.

QUINTO.- Notificar al Operador que deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten necesarios para realizar las Actividades Petroleras establecidas en el Plan de Desarrollo para la Extracción, materia de aprobación de la presente Resolución. Asimismo, deberá atender la normatividad aplicable emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Lo anterior con fundamento en los artículos 47, fracciones I, III, V y VIII de la Ley de Hidrocarburos, 13 y 34 de los Lineamientos, así como la Cláusula 12.1, incisos (a) y (d) del Contrato.

SEXTO.- Aprobar los indicadores de supervisión del cumplimiento en términos del Considerando Tercero de la presente Resolución.

SÉPTIMO.- Notificar el contenido de la presente Resolución al Operador 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; de la Dirección General Jurídica de Asignaciones y Contratos, así como a la Dirección General de Administración Técnica de Contratos en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos, para los efectos a que haya lugar.

OCTAVO.- Inscribir la presente Resolución **CNH.E.15.003/19** 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 5 DE MARZO DE 2019

✓

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


ALMA AMÉRICA PORRÉS LUNA
COMISIONADA


NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO


SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO


HECTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO