



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.71.007/18 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR PETROFAC MÉXICO, S.A. DE C.V. PARA EL CONTRATO CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017.

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.08.002/17 del 14 de marzo de 2017, el Órgano de Gobierno de esta Comisión aprobó el Plan Provisional presentado por Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) para las Asignaciones A-0396-Santuario y A-0121-Campo El Golpe.

SÉPTIMO.- El 18 de diciembre de 2017, la Comisión, PEP y la empresa Petrofac México, S.A. de C.V., suscribieron el Contrato CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017 (en adelante, Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida correspondiente al Área Contractual Santuario y el Golpe.



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 Petrofac México, S.A. de C.V. (en adelante, Operador).

OCTAVO.- Por escrito recibido en esta Comisión el 17 de abril 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, así como el Primer Programa de Trabajo y Presupuesto del Periodo de Desarrollo para el efecto de su aprobación (en adelante, Solicitud).

NOVENO.- Por oficio 250.171/2018 del 20 abril 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 si el Operador inició el trámite de autorización del Sistema de Administración autorizado por la Agencia.

En respuesta, por oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0454/2018 recibido en la Comisión el 14 de mayo de 2018, la Agencia indicó que el Operador cuenta con un Sistema de Administración autorizado mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1322/2017 del 19 diciembre de 2017 e identificado con el número ASEA-PEM17006C/AI2217.

DÉCIMO.- Por oficios 250.293/2018 y 250.741/2018 del 11 de junio y 27 de noviembre del 2018, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto al cumplimiento del programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

En respuesta, mediante oficio UCN.430.2018.453 recibido en la Comisión el 4 de diciembre de 2018, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable de los programas de Capacitación y Transferencia de Tecnología correspondientes al Contrato.

Mediante oficios 250.294/2018 y 250.778/2018 del 11 de junio y 11 de diciembre de 2018, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto del programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

En respuesta, mediante oficio DGCNSE.432.2018.112 recibido en la Comisión el 11 de diciembre de 2018, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al programa de cumplimiento en materia de Contenido Nacional.

DÉCIMO PRIMERO.- Mediante oficio 250.325/2018 del 22 de junio de 2018, la Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información, en términos del artículo 27 de los Lineamientos.

DÉCIMO SEGUNDO.- 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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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 y VIII, 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 y III, y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 10, fracción I, 11 y 13, fracciones II, inciso f., y XIV del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 6, fracción II, 7, 8, fracción II, 29, 30, 33, 34, 35 y demás aplicables de los Lineamientos, así como las Cláusulas 4.2 y 13.2 del Contrato.

SEGUNDO.- Que conforme a lo dispuesto por el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, los Asignatarios y Contratistas, previo a ejecutar 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 dentro del plazo legalmente establecido para ello.

TERCERO.- 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, 13.2 y 17.1 del Contrato, 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 de los Lineamientos.

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

<i>Actividad</i>	<i>Programadas</i>
<i>Perforación</i>	28
<i>Terminación</i>	28
<i>Reparaciones</i>	106
<i>Instalaciones</i>	1
<i>Construcción de peras</i>	4



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Del análisis realizado en el Anexo Único, se observa que el Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con lo establecido en los artículos 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, 7, 8, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20, así como el Anexo II de los Lineamientos, las Cláusulas 4.2, 13.2 y 17.1 del Contrato y las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, conforme 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 veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, para dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional. (...)"

[Énfasis añadido]

En este sentido, se advierte que la Fecha Efectiva del Contrato es el 18 de diciembre de 2017, mientras que el 17 de abril de 2018, el Operador presentó para aprobación de la Comisión la Solicitud correspondiente al Área Contractual, así como Primer Programa de Trabajo y Presupuesto del Periodo de Desarrollo.

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

En este sentido, se advierte que 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, 13.2 y 17.1 del Contrato.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0098/2018 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

Por lo anteriormente expuesto, la Comisión consideró los principios, criterios y elementos establecidos en los artículos 7 y 8 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 de los artículos 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, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas por el Operador, como son las utilizadas en la perforación de pozos, la implementación del bombeo neumático en Santuario Noreste, así como la prueba piloto de inyección de agua como método de recuperación secundaria, son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos en el Área Contractual.

Aunado a lo anterior, las tecnologías referidas contribuyen a incrementar el factor de recuperación de 18.63% a 23.05% para aceite y de 26.42% a 38.34% para Gas, recuperando así 77.61 millones de barriles de aceite y 115.08 miles de millones de pies cúbicos de Gas.

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

2. El Programa de Aprovechamiento del Gas Natural:

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) Cumplen 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 del autoconsumo, 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 la siguiente:

Yacimiento	RGA m ³ /m ³
Santuario	815
El Golpe	2,579
Santuario Noreste	2,331

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

- c) Resulta procedente autorizar que el Operador utilice para autoconsumo los Hidrocarburos producidos para las Actividades Petroleras hasta 12.6 millones de pies cúbicos diarios como Gas combustible para la generación de energía eléctrica propia, así como la operación de diversos equipos. Lo anterior, con fundamento en el artículo 5, fracción I, inciso a) de las Disposiciones Técnicas y la Cláusula 14.1 del Contrato.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Cabe mencionar que en términos de la Cláusula 14.1 del Contrato y el artículo 4, fracción V de las Disposiciones Técnicas, el Operador no podrá quemar ni ventear Gas Natural, excepto por los límites autorizados por las Autoridades Gubernamentales competentes o en la medida que sea necesario para prevenir o mitigar una emergencia, sujeto a los requerimientos ambientales previstos en la Normatividad Aplicable.

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

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

La Solicitud presentada por el Operador se prevé ejecutar en dos etapas; la primera consiste en continuar midiendo con los Puntos de Medición Provisional aprobados por la Comisión mediante Resolución CNH.E.69.001/17 del 15 de diciembre de 2017 para la medición del Gas Natural solamente y en una segunda etapa posterior a la instalación de infraestructura para deshidratar el Gas Natural, medir en la Estación de Compresión El Golpe, por lo cual, de un análisis a la misma, esta Comisión considera técnicamente viable su aprobación, en atención a las siguientes consideraciones:

- 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, en particular el contenido referido en los artículos 8, 9, 19, fracciones I, II, III, IV y V, 20, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV y VI, 26, 27, 28, fracciones I y II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por el Operador respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los Lineamientos de Medición, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de dichos Lineamientos de Medición.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por el Operador
 - iv. Tomando en consideración las dos etapas de desarrollo del Área Contractual, el Operador propone los siguientes Puntos de Medición:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Etapa I	
Gas Natural	Petróleo
Estación de Compresión El Golpe: Sistema de Medición SM-420.	Planta Deshidratadora El Golpe: Sistema de Medición SM-100

Etapa II	
Gas Natural	Petróleo
Estación de Compresión El Golpe: Sistema de Medición SM-420.	Planta Deshidratadora El Golpe: Sistema de Medición SM-100

En relación con dichos Puntos de Medición, la Comisión tomó en consideración la opinión emitida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la cual fue emitida mediante oficio 352-A-148 recibido el 26 de octubre de 2018 en esta Comisión.

En atención al contenido de dicha opinión, esta Comisión advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Operador, cumplen con las disposiciones previstas en los Lineamientos de Medición, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área Contractual.

- 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. Se considera técnicamente viable aprobar los Mecanismos de Medición y la implementación propuesta por el Operador, en relación con el contenido de la Cláusula 11.3 del Contrato.
 - ii. Respecto de la determinación de 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 Medición Operacional y Fiscal, la misma se encuentra definida en el apartado IV, inciso j) del Anexo Único.
 - iii. Se determinan los valores de incertidumbre y parámetros de calidad que deberá dar cumplimiento el Operador en los términos referidos en los artículos 28 y 38 de los Lineamientos de Medición por lo que una vez que se implementen los Sistemas de Medición, se deberá dar aviso de la entrada en operación de estos a la Comisión conforme al artículo 48 de los Lineamientos de Medición.
 - iv. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se aprueba el cronograma de Diagnósticos en términos del análisis realizado en el apartado IX del Anexo Único.

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

III. Evaluación del Cumplimiento de las Cláusulas 4.2, 13.2 y 17.1 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) Incluye la información requerida en la Normativa aplicable.
 - c) 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.
 - d) Cuenta con el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural.
 - e) Considera los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos.
2. Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con las Cláusulas 11.1, 11.2 y 11.3 el Contrato, en términos del análisis realizado en el IV, inciso j) y IX del Anexo Único.
3. En atención a la Cláusula 17.1 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 todo lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y la Normativa aplicable.

Cabe hacer mención que en relación con el Fideicomiso de Abandono, el Operador deberá dar cumplimiento a las Cláusulas 17.3 y 17.4 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 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 los artículos 7 y 8 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

1. Aceleran el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, toda vez que las actividades planteadas en la Solicitud están encaminadas a la recuperación de Hidrocarburos contenidos dentro del Área Contractual a través de la perforación y terminación de 26 pozos en total.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Por otra parte, se plantea la toma de información y estudios con el objetivo de:

- a) Incrementar el conocimiento del Área Contractual;
 - b) Monitorear el comportamiento del yacimiento a través de indicadores de producción;
 - c) Implementar una prueba piloto de recuperación secundaria para maximizar el factor de recuperación y el beneficio económico del proyecto, y
 - d) Actualizar el modelo estático y dinámico con el fin de dar seguimiento a los factores de recuperación y volúmenes de hidrocarburos a recuperar.
2. Elevan el factor de recuperación, así como la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de Gas Natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, toda vez que el Operador propone la prueba piloto de inyección de agua como método de Recuperación Secundaria en el Plan de Desarrollo para la Extracción, esto con el objetivo de incrementar el factor de recuperación.
 3. Respecto a la reposición de las reservas de Hidrocarburos, el Operador presenta un pronóstico de producción asociado a la recuperación primaria que respalda la construcción de infraestructura y actividades físicas programadas a la vigencia del Contrato, con el objetivo de recuperar un volumen de 77.61 millones de barriles de aceite y 115.08 miles de millones de pies cúbicos de Gas.
 4. Considera la tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el Factor de Recuperación, en condiciones económicamente viables.

Lo anterior se afirma, ya que las tecnologías propuestas a utilizar por el Operador, como son las utilizadas en la perforación de pozos, la implementación del bombeo neumático en Santuario Noreste así como la prueba piloto de inyección de agua como método de recuperación secundaria, son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos en el Área Contractual, en condiciones económicamente viables.

5. Promueve el desarrollo de las actividades de Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país, toda vez que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas, así como un programa de inversiones acorde con las actividades propuestas para la consecución de dichos objetivos, sentando las bases a través de un programa de actividades consistente con los alcances definidos en el mismo para un desarrollo del Área Contractual en condiciones adecuadas.
6. Considera el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural conforme a las Disposiciones Técnicas, asimismo da cumplimiento a la meta de aprovechamiento 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 del autoconsumo, bombeo neumático y la



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

transferencia, de esta manera se garantiza el manejo del Gas producido en el Área Contractual.

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

V. Análisis económico.

Del Análisis económico realizado en el Anexo Único permite concluir que los montos estimados para realizar las actividades contempladas en la Solicitud se encuentran dentro del rango establecido de precios de mercado; asimismo, se observa que el proyecto presenta condiciones que le permitirán ser rentable ante variaciones de la industria y del propio proyecto.

Tal y como lo manifestó el Operador en su Solicitud y de conformidad con el Anexo 4 del Contrato, se identifican diversos Costos que no serán considerados como Elegibles. Lo anterior, conforme a lo dispuesto en el apartado IV, inciso I), sub inciso ii) 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.

Por oficio UCN.430.2018.453 recibido en la Comisión el 4 de diciembre de 2018, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable de los programas de Capacitación y Transferencia de Tecnología correspondientes al Contrato.

Cabe resaltar que dicha Secretaría, al emitir su pronunciamiento, consideró las actividades de Capacitación y Transferencia de Tecnología referidas en las Cláusulas 18.3 y 18.5 del Contrato como parte de un solo Programa.

2. Programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional.

Por oficio DGCNSE.432.2018.112 recibido en la Comisión el 11 de diciembre de 2018, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al programa de cumplimiento en materia de Contenido Nacional.

En términos de las Cláusulas 18.3 y 18.5 del Contrato, dichos programas se aprueban conforme a las opiniones favorables emitidas por la Secretaría de Economía y por lo tanto, se consideran parte integrante del Contrato.

3. Sistema de Administración de Riesgos.

Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0454/2018 recibido en la Comisión el 14 de mayo de 2018, la Agencia indicó que el Operador cuenta con un Sistema de Administración



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

autorizado mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1322/2017 del 19 diciembre de 2017 e identificado con el número ASEA-PEM17006C/AI2217.

Cabe señalar que por Acuerdo CNH.E.07.001/18 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 Anexo Único final incluya un programa de administración de riesgos aprobado.

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa establece que el artículo 13 de los Lineamientos, materializa 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.*

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

Actividad	Programadas
Perforación	28
Terminación	28
Reparaciones	106
Instalaciones	1
Construcción de peras	4

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



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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, 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 13.1, 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 Cuarto y Quinto de la presente Resolución y conforme al Anexo Único.

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

TERCERO.- Autorizar al Operador que utilice para autoconsumo los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras hasta 12.65 millones de pies cúbicos diarios como Gas combustible para operación de diversos equipos, en términos de la Cláusula 14.1 del Contrato y conforme al Considerando Cuarto de la presente Resolución.

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

QUINTO.- Aprobar los Programas presentados en materia de Contenido Nacional, Capacitación y Transferencia de Tecnología, mismos que forman parte integrante del Contrato, ello conforme al contenido de sus Cláusulas 18.3 y 18.5 del Contrato, tal y como lo detalla el Considerando Cuarto de la presente Resolución.

SEXTO.- 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. 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 13.1, incisos (a) y (d) del Contrato.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

SÉPTIMO.- Aprobar los indicadores de supervisión del cumplimiento en términos del Considerando Cuarto de la presente Resolución.

OCTAVO.- Notificar el contenido de la presente Resolución a Petrofac México, S.A. de C.V. 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.

NOVENO.- Inscribir la presente Resolución **CNH.E.71.007/18** 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 13 DE DICIEMBRE DE 2018

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


**ALMA AMÉRICA PORRES LUNA
COMISIONADA**


**SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO**


**NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO**


**HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO**