



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.15.001/18 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN PARA EL CONTRATO CNH-M1-EK-BALAM/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 13 de agosto de 2014, la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría), otorgó a Petróleos Mexicanos las Asignaciones A-0120-Campo Ek (posteriormente modificada como A-0120-M-Campo Ek) y A-0039-Campo Balam (posteriormente modificada como A-0039-M-Campo Balam) para realizar actividades de Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Asignaciones).

CUARTO.- 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).

QUINTO.- 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).

SEXTO.- 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).

SÉPTIMO.- El 21 de junio de 2016, el entonces asignatario solicitó la migración de las Asignaciones a un Contrato para la Extracción de Hidrocarburos.

Con base en lo anterior, la Secretaría por oficio 522.DGCP.256/16 recibido en la Comisión el 23 de junio de 2016, solicitó asistencia técnica sobre la procedencia de la migración de las Asignaciones.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Por Resolución CNH.E.28.002/16 del 14 de julio de 2016, la Comisión proporcionó la asistencia técnica solicitada, para lo cual emitió una opinión favorable respecto de la migración relacionada con las Asignaciones.

OCTAVO.- Mediante oficio PEP-DG-SAP-151-2016 recibido en la Comisión el 9 de septiembre de 2016, Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, presentó el proyecto de Plan Provisional como parte del proceso de migración referido, mismo que fue aprobado por la Comisión el 30 de noviembre de 2016 mediante Resolución CNH.E.70.001/16.

NOVENO.- El 2 de mayo de 2017 se firmó el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida No. CNH-MI-EK-BALAM/2017 (en adelante Contrato), entre los Estados Unidos Mexicanos, a través del Ejecutivo Federal por conducto de la Comisión y Pemex Exploración y Producción, Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos (en adelante, PEP o Contratista).

DÉCIMO.- Por escrito PEP-DG-SPBASAS01-GOAA-152-2017, recibido en esta Comisión el 30 de agosto de 2017, PEP solicitó a la Comisión la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente al Área Contractual, a fin de dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Programa Provisional, así como la aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto correspondientes (en adelante, Solicitud).

UNDÉCIMO.- Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0749/2017 del 15 de agosto de 2017, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) señaló que por diverso ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de julio de 2017, autorizó el Sistema de Administración de PEP.

DUODÉCIMO.- Mediante oficio 250.0258/2017 del 22 de septiembre de 2017, esta Comisión previno al Contratista para presentar diversa información faltante.

Por escrito PEP-DG-SPBASAS01-GOAA-260-2017, recibido en esta Comisión el 30 de octubre de 2017, PEP atendió la prevención de referencia.

DÉCIMO TERCERO.- Mediante oficio 250.0328/2017 notificado a PEP el 27 de noviembre de 2017, la Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información, a fin de dar inicio al procedimiento de evaluación de la Solicitud, en términos del artículo 27 de los Lineamientos.

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.

DÉCIMO CUARTO.- Mediante oficios UCN.430.2018.015 y UCN.430.2018.053, recibidos en esta Comisión el 29 de enero y 22 de febrero de 2018, respectivamente, en atención a las solicitudes de la Comisión, la Secretaría de Economía emitió opiniones favorables respecto al Programa de



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Cumplimiento en materia de Contenido Nacional y transferencia de tecnología presentado por PEP con relación a la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

DÉCIMO QUINTO.- 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, presentado por PEP, 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, Dictamen Técnico) conforme a lo dispuesto por los artículos 31, fracción VIII, 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 el Anexo II de los Lineamientos, así como a la Cláusula 4.2 del Contrato, y

CONSIDERANDO

PRIMERO.- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para pronunciarse respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por PEP. 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, fracción VIII, 43, fracción I, inciso c) y 44, segundo párrafo, fracción II 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 XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y 6, 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 la Comisión debe ejercer sus funciones procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las bases señaladas por el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en específico, acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país; elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de Hidrocarburos en condiciones económicamente viables; la reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación; la utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de Hidrocarburos; promover el desarrollo de las actividades de Extracción en beneficio del país y procurar el aprovechamiento del Gas Natural.

TERCERO.- Que la Solicitud presentada por PEP 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, segundo párrafo, fracción II de la Ley de Hidrocarburos;
- III. Cumplimiento de las Cláusulas 4.2, 13.2 y 17.1 del Contrato;



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

IV. Evaluación de las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CUARTO.- Que del análisis realizado por esta Comisión a la Solicitud y con base en el Dictamen Técnico, se advierte que el Plan de Desarrollo para la Extracción consiste, en términos generales, en lo siguiente:

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Perforación		7	12	7	4	2	1	1					
Terminación		7	11	8	3	3	1	1					
RMA**	1	3	2	1								1	
RME***	15	18	12	23	31	28	36	32	32	24	19	23	17
Ductos				9									
Abandono													

Actividad	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total
Perforación											34
Terminación											34
RMA**											8
RME***	16	21	15	16	14	15	13	13	14		447
Ductos											9
Abandono								5			*25

* Durante la vigencia del Contrato, se realizarán 25 actividades de Abandono, mientras que las restantes serán realizadas posterior a dicha vigencia.

** Reparaciones Mayores

*** Reparaciones Menores

El Plan de Desarrollo para la Extracción tiene como objetivo dar continuidad al desarrollo de los yacimientos del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO) y continuar con la explotación de los yacimientos de la Brecha Cretácico Superior (BKS) a través de la recuperación de 428.84 millones de barriles (mmb) de aceite y 118.77 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas del yacimiento JSO, así como 18.88 mmb de aceite y 0.96 mmmpc de gas del yacimiento BKS durante la vigencia del Contrato.

El Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con lo establecido en los artículos 44, segundo párrafo, 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 y 13.2 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:

La Cláusula 4.2 del Contrato establece:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

"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 Programa Provisional.
(...)"*

[Énfasis añadido]

En cumplimiento a la Cláusula 4.2 del Contrato, se observa que el Plan de Desarrollo para la Extracción fue presentado por PEP en el plazo establecido para tal efecto, a fin de dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Programa Provisional, respecto de lo cual esta Comisión cuenta con la atribución para pronunciarse, tal y como consta en los artículos 44, segundo párrafo, fracción II y 6 fracción II de los Lineamientos.

En este sentido, se advierte que el Plan de Desarrollo para la Extracción 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.0062/2017 de la DGDE de esta Comisión.

En consecuencia, 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 y los términos y condiciones establecidos en el Contrato.

II. Análisis del cumplimiento de los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; y 8 fracción II, incisos c), d) y e) de los Lineamientos:

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

Las tecnologías propuestas en el Plan de Desarrollo para la Extracción, utilizadas en la perforación de pozos, tales como pozos multilaterales y horizontales, terminaciones inteligentes y la perforación con tuberías de revestimiento, las intervenciones a pozos a través del *casing patch*, en la productividad de pozos como son, cedazos, gravel y frac pack para control de arena y la masificación del Bombeo Electrocentrífugo (BEC) y las utilizadas en la transmisión de información en tiempo real, como son Herramientas de Adquisición de Registros durante la Perforación (LWD), Herramientas para la Adquisición de Mediciones durante la Perforación (MWD) y sensores de fondo en los equipos BEC, son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos en el Área Contractual.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Asimismo, contribuyen a maximizar el factor de recuperación, al considerar que de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo para la Extracción se determina que la relación beneficio costo es favorable para el Contratista.

Para el Campo Ek se prevé un incremento en el factor de recuperación de 14.74% para la fase aceite y de 25.11% para la fase Gas. Para el Campo Balam se prevé un incremento en el factor de recuperación de 26.46 % para la fase aceite y de 33.1% para la fase Gas.

Lo anterior, en términos del apartado IX del Dictamen Técnico.

2. El programa de aprovechamiento del Gas Natural:

El Programa de Aprovechamiento del Gas Natural Asociado (en adelante, Programa de Aprovechamiento) propuesto por PEP en el Plan de Desarrollo para la Extracción resulta técnicamente viable, toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en el artículo 22 de las Disposiciones y derivado del análisis técnico realizado por la Comisión, se advierte lo siguiente:

- a) El Programa de Aprovechamiento cumple con la meta de aprovechamiento de Gas del 98% a partir del año 2018 y la mantiene durante el resto de la vigencia del Plan de Desarrollo, a través del mantenimiento a los equipos con los que cuenta actualmente para el manejo de Gas, así como los que planea en el futuro para coadyuvar a garantizar el manejo del Gas producido en el Área Contractual, por lo que resulta procedente aprobarlo en los términos propuestos por PEP.
- b) Por lo que respecta a la máxima relación Gas-aceite a la que podrán producir los pozos, PEP propone la siguiente:

Yacimiento	Formación	RGA m ³ /m ³
BALAM	JSO	51.92
BALAM	BKS	8.12
EK	JSO	43.39
EK	BKS	8.12

Se considera técnicamente viable aprobar dicha relación en términos del artículo 13 de las Disposiciones, toda vez que PEP presentó el estimado de la máxima Relación Gas Aceite (RGA) esperada con base en la producción de sus pozos, para lo cual se debe tener en cuenta que los yacimientos BKS y JSO presentes en el Área Contractual producen aceite de bajo encogimiento, cuyas presiones de burbuja están muy por debajo de las presiones que se esperan en los yacimientos.

Con base en lo anterior, se debe considerar tanto el efecto del acuífero de alta energía en el yacimiento BKS, como el efecto de la inyección de agua en el yacimiento JSO. Por lo tanto, derivado del análisis técnico presentado por PEP y el realizado por la Comisión, es de esperarse que no se presenten problemas por alta producción de Gas durante la ejecución del Plan de Desarrollo para la Extracción que puedan afectar en la consecución del factor de recuperación esperado.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Lo anterior, en términos de los apartados IV, inciso h) y IX del Dictamen Técnico.

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

Respecto a los Mecanismos de Medición, la propuesta presentada por PEP en su Plan de Desarrollo para la Extracción considera ejecutar tres etapas, las cuales consisten en lo siguiente:

Etapas 1. Al amparo del artículo 42 de los Lineamientos de Medición, el Contratista propone continuar llevando a cabo la medición de los Hidrocarburos en los términos aprobados mediante la Resolución CNH.E.15.001/17.

Aunado a lo anterior, con la finalidad de dar continuidad a la operación, propone como medición operacional, la implementación de medidores multifásicos, ubicados en los puntos Ek-A, Ek-TA, Balam-TE, Balam-TD, Balam-TA, Balam-SH y Balam-TB.

Etapas 2. Se implementará la medición de referencia en las Plataformas Akal-C3 (líquidos) y Plataforma Akal-C6 (Gas y condensable), durante el periodo transicional de mayo de 2018 a septiembre de 2020.

Aunado a lo anterior, PEP propone los siguientes Puntos de Medición:

- a) Para la medición de aceite del Área Contractual:
 - i. Terminal Marítima Dos Bocas, a través de los sistemas SM-800-A, SM-100 y SM-200.
 - ii. CCC Palomas, a través de los sistemas SM-100, SM-700 y SM-1700.
- b) Para la medición de Gas del Área Contractual:
 - i. Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex.
 - ii. Centro Procesador de Gas Cd. Pemex.
 - iii. Centro de Distribución de Gas Marino de Ciudad Pemex.
- c) Para la medición de condensados del Área Contractual:
 - i. Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex.
 - ii. Centro Procesador de Gas Cactus.

Etapas 3. Se implementará la medición de referencia en la Plataforma Akal-B1 (líquidos) y Plataforma Akal-B4 (Gas y condensables) durante septiembre de 2020 a mayo de 2039.

Aunado a lo anterior, el Contratista propone los siguientes Puntos de Medición:

- a) Para la medición de aceite del Área Contractual:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- i. Terminal Marítima Dos Bocas, a través de los sistemas SM-800-A, SM-100 y SM-200.
 - ii. CCC Palomas, a través de los sistemas SM-100, SM-700 y SM-1700.
- b) Para la medición de Gas del Área Contractual:
- i. Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex.
 - ii. Centro Procesador de Gas Cd. Pemex.
 - iii. Centro de Distribución de Gas Marino de Ciudad Pemex.
- c) Para la medición de condensados del Área Contractual:
- i. Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex.
 - ii. Centro Procesador de Gas Cactus.

Ahora bien, en cuanto al resultado del análisis y evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las tres etapas propuestas por PEP, en atención a las siguientes consideraciones:

Etapas 1. Se considera técnicamente viable que, conforme al artículo 42 de los Lineamientos de Medición, el Contratista continúe llevando a cabo la medición de los Hidrocarburos en los términos aprobados mediante Resolución CNH.E.15.001/17 y ejecute la medición operacional propuesta, a fin de dar continuidad a la operación.

Etapas 2 y 3. Por lo que hace a las etapas 2 y 3 propuestas por PEP en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) La Comisión llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo para la Extracción, 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, 20, 21, 22, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42; y en términos del Anexo 5 del Contrato.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por PEP respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con 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.
 - 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 PEP.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- iv. En relación con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por PEP, se tomó en consideración la opinión emitida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la cual mediante Oficio 352-A-155.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, cumplen con las disposiciones previstas en los Lineamientos de Medición y es posible determinar los Precios Contractuales de los Hidrocarburos en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los Lineamientos de Medición, por lo cual se advierte que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

- 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 y Sistemas de Medición y la implementación propuesta por el Contratista para las Etapas 2 y 3 del Plan de Desarrollo para la Extracción, 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 de Transferencia, se considera técnicamente viable en términos del apartado IV del Anexo I del Dictamen Técnico.
 - iii. Se determinan los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad que deberá dar cumplimiento PEP, en los términos referidos en los artículos 28 y 38 de los Lineamientos de Medición.
 - iv. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se considera procedente aprobar los Diagnósticos presentados por PEP, en términos del análisis realizado en el apartado IX del Anexo I del Dictamen Técnico.
- c) Por lo que respecta a la propuesta presentada por el Contratista en relación a los procedimientos que deberán regular la programación, Almacenamiento, y la medición y monitoreo de calidad de los Hidrocarburos Netos en los Puntos de Medición, previstos en la Cláusula 11.2 del Contrato, los mismos fueron revisados por la Comisión y se advierte que cumplen con el contenido de dicha Cláusula.

Por lo anterior, resulta procedente su aprobación, toda vez que contemplan la normativa aplicable para los pronósticos de producción, medición del volumen y de la calidad de los Hidrocarburos, el establecimiento de un programa de entrega-recepción de los mismos, responsabilidades y custodia de los Hidrocarburos, protección ambiental, programas operativos anual, trimestral y mensual.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Adicionalmente el procedimiento contiene la descripción, característica y ubicación de los Sistemas de Medición a utilizar en las tres etapas de la medición anteriormente descritas y cumplen con los establecido en los Lineamientos de Medición.

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

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 totalidad de la información requerida en el Anexo 5 del Contrato.
 - 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 correspondiente y los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos, los cuales fueron analizados en términos del presente Considerando.
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, 11.3 y 11.8 del Contrato, en términos del análisis realizado en el apartado IV, inciso i) del Dictamen Técnico.
3. En atención a la Cláusula 17.1 del Contrato, el Plan de Desarrollo para la Extracción contiene una sección relacionada con el Abandono, en la cual incluye la compensación ambiental del Área Contractual, desinstalación de maquinaria y equipo y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios, en atención a las Mejores Prácticas de la Industria.

Cabe hacer mención que de acuerdo con el contenido de las Cláusulas 17.3 y 17.4 del Contrato, una vez aprobado el Plan de Desarrollo para la Extracción materia de la presente Resolución, el Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión, denominado Fideicomiso de Abandono, el cual tendrá como objetivo tener una reserva para fondear las operaciones de abandono en el Área Contractual.

IV. Evaluación de las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y los principios establecidos en el artículo 7 de los Lineamientos.

Derivado del análisis realizado en el apartado IX del Dictamen Técnico, se advierte que las actividades propuestas por PEP cumplen con las bases establecidas en el artículo 39, fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en relación con el artículo 7 de los Lineamientos conforme a lo siguiente:



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

1. Aceleran el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, toda vez que en el Plan de Desarrollo para la Extracción considera actividades encaminadas a la recuperación de Hidrocarburos contenidos dentro del Área Contractual a través de la perforación y terminación de 30 pozos productores y 4 pozos inyectoros de agua, 8 RMA, 447 RME, la construcción de 8 oleogasoductos y 1 gasoducto, así como también la puesta en operación de un turbo generador.

PEP plantea una campaña de toma de información que consiste en la adquisición de 17 núcleos; 13 muestras de aceite y 7 muestras de agua, adicionalmente prevé la toma de 23 Registros de Producción y 782 Registros de Presión de Fondo Cerrado.

Con la toma de información descrita, el Contratista prevé realizar los siguientes análisis:

- a) Presión-Volumen-Temperatura, con el objetivo de evaluar la composición de los fluidos Hidrocarburos presentes en el yacimiento, lo cual puede coadyuvar a la definición de esquemas de explotación, manejo de las instalaciones superficiales y procesos de recuperación mejorada.
- b) Presión transitoria, para definir parámetros de la formación cercana al pozo, tales como permeabilidad, daño, capacidad de flujo, entre otros, así como la posible definición de límites y/o fallas.
- c) Núcleos, para evaluar propiedades directas de la formación, tales como porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos, densidad de grano, presiones capilares, permeabilidades relativas, daño a la formación, factores de recuperación con pruebas de desplazamiento para procesos de recuperación secundaria y mejorada, mojabilidad, entre otros parámetros.

Finalmente, con la toma de información planteada, el Contratista podrá acelerar el conocimiento del potencial petrolero de los yacimientos productores de los Campos Ek y Balam, ya que podrá contar con mayor conocimiento de las propiedades de los yacimientos, así como de sus potenciales de producción, se validarán las reservas contenidas en el Área Contractual.

2. Elevan 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, toda vez que el Contratista propone una serie de actividades físicas que permitirán implementar un Plan de Desarrollo para la Extracción a fin de elevar los factores de recuperación estimados a la vigencia del Contrato, es decir al 2 de mayo de 2039.
3. Respecto a la reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación dado el tiempo transcurrido y el volumen producido de los yacimientos del Área Contractual, se pueden considerar como maduros, por lo cual el Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por PEP no considera la incorporación de reservas adicionales.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Sin embargo, presenta un pronóstico de producción asociado a la infraestructura existente y actividades físicas programadas a la vigencia del Contrato, que sustenta reservas de Hidrocarburos por 448.1 millones de barriles de aceite y 119.73 miles de millones de pies cúbicos de Gas, lo anterior representa la recuperación del 93.31 % y 95.08 % de las reservas totales de aceite y Gas respectivamente, de los Campos Ek y Balam, las cuales fueron reportadas al 01 de enero de 2017.

4. Promueve el desarrollo de las actividades de Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país, toda vez que de las actividades de Extracción de Hidrocarburos programadas en el Plan de Desarrollo se incluye, la perforación y terminación de 30 pozos productores y 4 pozos inyectores de agua, 08 RMA, 447 RME, la construcción de 8 oleogasoductos y 1 gasoducto, así como también la puesta en operación de un turbo generador.

Derivado de las actividades anteriores, se concluye que la propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción permite dar cumplimiento a los objetivos planteados por el Contratista. Asimismo, la Comisión considera que las metas físicas programadas por PEP, promueven el desarrollo de las actividades de Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.

V. Análisis económico.

La información presentada en esta sección de Análisis económico permite concluir que los montos estimados para realizar las actividades contempladas en el Plan de Desarrollo para la Extracción 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.

Lo anterior, en términos del apartado IV, inciso k) del Dictamen Técnico.

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

1. Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional y de Transferencia de Tecnología.

Mediante oficios UCN.430.2018.015 y UCN.430.2018.053, recibidos en esta Comisión el 29 de enero y 22 de febrero de 2018, respectivamente, en atención a las solicitudes de la Comisión, la Secretaría de Economía emitió opiniones favorables respecto al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional y Transferencia de tecnología presentado por PEP con relación a la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción

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. Cabe hacer mención que en términos de la Cláusula 18.3 las obligaciones en materia de Contenido Nacional iniciarán con la aprobación del Plan de Desarrollo materia de la presente Resolución.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

2. Sistema de Administración de Riesgos.

Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0749/2017 del 15 de agosto de 2017, la Agencia señaló que por diverso ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de julio de 2017, autorizó el Sistema de Administración de PEP y precisó:

*“...que para que las actividades que se realicen dentro del Contrato CNH-M1-EK-BALAM/2017 sean amparadas bajo la presente autorización del Sistema de Administración, **previo a la ejecución de cualquier actividad**, la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, **deberá presentar ante la AGENCIA, la siguiente información:***

- a) Una copia del Contrato CNH-M1-EK-BALAM/2017.
- b) **El Plan de Desarrollo que contemple las actividades aprobadas por la COMISIÓN...**

[Énfasis añadido]

En este sentido, con fundamento en los artículos 13 y 34 de los Lineamientos, 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 al Plan de Desarrollo para la Extracción materia de la presente Resolución, sin perjuicio de la obligación de PEP de cumplir con la normativa aplicable respecto del Sistema de Administración de Riesgos.

VII. Indicadores de supervisión del cumplimiento.

Conforme al Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por PEP, resulta procedente aprobar los indicadores de supervisión del cumplimiento conforme al apartado V del Dictamen Técnico, *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 Dictamen Técnico en términos del Considerando que antecede, se concluyó que la Solicitud presentada por PEP resulta adecuada, desde un punto de vista técnico, por lo que resulta procedente aprobar las actividades propuestas por PEP en su Solicitud, en atención a la vigencia del Contrato y conforme a lo siguiente:

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Perforación		7	12	7	4	2	1	1					
Terminación		7	11	8	3	3	1	1					
RMA**	1	3	2	1								1	
RME***	15	18	12	23	31	28	36	32	32	24	19	23	17
Ductos				9									
Abandono													



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Actividad	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total
Perforación											34
Terminación											34
RMA											8
RME	16	21	15	16	14	15	13	13	14		447
Ductos											9
Abandono								5			*25

*Durante la vigencia del Contrato, se realizarán 25 actividades de Abandono, mientras que las restantes serán realizadas posterior a dicha vigencia.

**Reparaciones Mayores

***Reparaciones Menores

Sin perjuicio de la aprobación materia de la presente Resolución, PEP deberá considerar lo siguiente:

- I. 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 para la Extracción materia de aprobación de la presente Resolución, en adición a la presentación de información que resulte necesaria para su seguimiento, todo ello de conformidad con los Lineamientos y demás normativa aplicable.
- II. En términos de los numerales 2.1 y 2.2 del Anexo 9 del Contrato, para la construcción de la nueva infraestructura prevista al amparo del Plan de Desarrollo para la Extracción, PEP deberá realizar un análisis de mercado a fin de detectar las posibles necesidades de capacidad adicional de la infraestructura proyectada.

Como parte de este análisis deberá llevar a cabo una temporada abierta de conformidad con las reglas aplicables y la regulación de la Comisión Reguladora de Energía, conforme a los plazos máximos que en su caso se establezcan para tal efecto.

Cabe hacer mención que dicha infraestructura consiste en lo siguiente:

1. Un oleogasoducto de 24" de diámetro por 8 km aproximado de Ek-A hacia Akal-B.
2. Un gasoducto de 16" de diámetro por 6.4 km aproximado de Akal-B a Akal-C.

Aunado a lo anterior, esta Comisión estima necesario reiterar que en el supuesto en el que PEP considere la construcción de nueva infraestructura, adicional a la señalada en el presente apartado, el Contratista deberá sujetarse a lo establecido en los numerales 2.1 y 2.2 del Anexo 9 del Contrato.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

RESUELVE

PRIMERO.- Aprobar el Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por PEP, en términos de los Considerandos Cuarto y Quinto de la presente Resolución y conforme al Dictamen Técnico.

SEGUNDO.- Aprobar el Programa de Aprovechamiento propuesto por PEP, en términos del Considerando Cuarto de la presente Resolución y conforme al Dictamen Técnico.

TERCERO.- Aprobar los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición presentados por el Contratista, en los términos referidos en el Considerando Cuarto de la presente Resolución y conforme al Dictamen Técnico.

CUARTO.- Aprobar los procedimientos que deberán regular la programación, Almacenamiento, y la medición y monitoreo de calidad de los Hidrocarburos Netos en los Puntos de Medición, conforme a la Cláusula 11.2 del Contrato y en los términos referidos en el Considerando Cuarto de la presente Resolución y conforme al Dictamen Técnico.

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

SEXTO.- Notificar a PEP que deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten necesarios para realizar las Actividades Petroleras establecidas 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 13 y 34 de los Lineamientos.

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

OCTAVO.- Notificar el contenido de la presente Resolución a PEP 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 Administración Técnica de Contratos de esta Comisión, para los efectos a que haya lugar.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

NOVENO.- Inscribir la presente Resolución **CNH.E.15.001/18** 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 8 DE MARZO DE 2018

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

[Firma]
JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA
COMISIONADO PRESIDENTE

[Firma]
ALMA AMÉRICA PORRES LUNA
COMISIONADA

[Firma]
NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO

[Firma]
SERGIO HENRIVIER PIMENTEL VARGAS
COMISIONADO

[Firma]
HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX
COMISIONADO

[Firma]
HÉCTOR MOREIRA RODRIGUEZ
COMISIONADO