



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

RESOLUCIÓN CNH.E.01.01/2023 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA EL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN CORRESPONDIENTE A LA ASIGNACIÓN AE-0165-M-CAMPECHE ORIENTE (CAMPO PIT).

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 la Ley de Hidrocarburos y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquel 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* mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y el 2 de agosto, ambos de 2016, el 11 de diciembre de 2017 y el 23 de febrero de 2021 (en adelante, Lineamientos de Medición).

CUARTO.- 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*, modificadas por acuerdos publicados en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022 (en adelante, Disposiciones Técnicas).

QUINTO.- El 22 de noviembre de 2018, se publicaron en el DOF los *Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada* (en adelante, Lineamientos de recuperación).

SEXTO.- El 12 de abril de 2019, se publicaron en el DOF los *Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos* (en adelante, Lineamientos) mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 31 de marzo y 20 de agosto, ambos de 2021.

SÉPTIMO.- El 28 de agosto de 2019, la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) emitió y otorgó a Petróleos Mexicanos, entre otros, el Título de Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

Cabe señalar que dicho Título de Asignación fue modificado por la Secretaría el 14 de noviembre de 2022, previa opinión de esta Comisión, en virtud de lo cual quedó



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

identificado como AE-0165-M-CAMPECHE ORIENTE, mismo que se encuentra vigente (en adelante, Asignación).

OCTAVO.- Mediante el oficio 240.0188/2021 del 12 de febrero de 2021, esta Comisión resolvió de manera favorable el Informe de Evaluación del Descubrimiento asociado al Campo Pit, asociado a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

NOVENO.- Mediante el oficio 240.0268/2021 del 1º marzo de 2021, esta Comisión tuvo por presentada la declaración de Descubrimiento Comercial del Descubrimiento Pit-1 y Pit-DL-1, asociado a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

DÉCIMO.- Mediante escrito recibido el 10 de febrero de 2022, Pemex Exploración y Producción, (en adelante, PEP) sometió a consideración de esta Comisión la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Pit, perteneciente a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

Cabe señalar que, mediante escrito recibido en la Comisión el 30 de junio de 2022, PEP informó sobre el desistimiento de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

Al respecto, mediante oficio 250.803/2022 del 1º de julio de 2022, la Comisión tuvo por desistido a PEP sobre la propuesta de la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

DÉCIMO PRIMERO.- Mediante el oficio 240.1611/2022 del 7 de octubre de 2022, esta Comisión resolvió de manera favorable sobre la actualización del Informe de Evaluación del Descubrimiento relativo al Campo Pit, asociado a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

DÉCIMO SEGUNDO.- Mediante el oficio 240.1612/2022 del 7 de octubre de 2022, esta Comisión tuvo por presentada la actualización de declaración de Descubrimiento Comercial del Campo Pit, asociado a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

DÉCIMO TERCERO.- Por escrito del 15 de diciembre de 2022, PEP solicitó a la Comisión la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente a la Asignación (en adelante, Solicitud).

DÉCIMO CUARTO.- Mediante oficio 250.226/2023 del 15 de febrero de 2023, la Comisión solicitó opinión a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (en adelante, SHCP) respecto de los Puntos de Medición relacionados con la Solicitud.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

DÉCIMO QUINTO.- Mediante oficio 250.290/2023 del 28 de febrero de 2023, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) la Solicitud a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por PEP.

DÉCIMO SEXTO.- Mediante oficio 250.291/2023 del 28 de febrero de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional.

DÉCIMO SÉPTIMO.- Derivado de lo expuesto en los Resultandos anteriores, la Comisión se encuentra en posibilidad de evaluar la Solicitud de conformidad con la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los Lineamientos de Medición, las Disposiciones Técnicas, los Lineamientos de Recuperación y los Lineamientos, en los términos del Dictamen Técnico emitido por la Dirección General de Dictámenes de Extracción, Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, así como de la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica, mismo que forma parte integrante de la presente Resolución como 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, 7, fracción III, 43, fracción I, inciso c), 44, fracción II, 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), X y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 15, 18, 19, 58, 59 y el Anexo II de los Lineamientos.

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 relacionados con el Plan precisado, dentro del plazo legalmente establecido para ello.

TERCERO.- Que la Solicitud presentada por PEP fue evaluada por esta Comisión con base en lo siguiente:

- I. Procedencia de la Solicitud;
- II. Cumplimiento de los requisitos y criterios de evaluación establecidos en los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como 15, 18, 58, 59 de los Lineamientos, y



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

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

Características	Aprobación 2023-2049
Perforación de Pozos	26
Terminación de Pozos	26
RMA	5
RME	670
Instalaciones	2
Ductos	5

Las cuales cumplen con lo establecido en los artículos 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; así como 15, 18, 58, 59 y el Anexo II de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

I. Procedencia de la Solicitud.

El Resolutivo Cuarto de la Resolución 521.DGEEH.098/21 del 12 de abril de 2021, establece lo siguiente:

"RESUELVE

(...)

CUARTO.- Se requiere a PEMEX para que en un plazo de un (1) año, contados a partir de la declaración de comercialidad de los Descubrimientos, presente para aprobación de la CNH el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al mismo, así como los elementos que acrediten el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para llevar a cabo las operaciones planeadas en dicho plan, en términos de lo previsto en el párrafo sexto del inciso B), del Termino y Condición Quinto (...)"

[Énfasis añadido]

Al respecto, sirva realizar las siguientes precisiones:

- Mediante oficios 240.0188/2021 del 12 de febrero de 2021 y 240.0268/2021 del 1º de marzo de 2021, esta Comisión resolvió sobre el Informe de Evaluación del Descubrimiento asociado a los pozos Pit-1 y Pit-DL-1 y tuvo por presentada la declaración de Descubrimiento Comercial del



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Descubrimiento Pit-1 y Pit-DL-1, respectivamente, ambos asociados a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

- Por Resolución 521.DGEEH.098/21 del 12 de abril de 2021, la Secretaría aprobó el Periodo de Extracción del Campo Pit.
- Mediante escrito recibido el 10 de febrero de 2022, PEP ingresó a esta Comisión la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo del Campo Pit, perteneciente a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

Cabe señalar que, mediante escrito recibido en la Comisión el 30 de junio de 2022, PEP informó sobre el desistimiento de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

Al respecto, mediante oficio 250.803/2022 del 1º julio de 2022, la Comisión tuvo por desistido a PEP sobre la propuesta de la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

- Que mediante escritos recibidos el 9 de agosto de 2022, PEP presentó respectivamente la actualización del Informe de Evaluación y la actualización de la declaratoria de Descubrimiento Comercial, ambos del Campo Pit, asociado a la entonces Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE.

Derivado de lo anterior, mediante oficios 240.1611/2022 y 240.1612/2022, ambos del 7 de octubre de 2022, esta Comisión resolvió de manera favorable sobre la actualización del Informe de Evaluación y tuvo por presentada la actualización de la declaratoria de Descubrimiento Comercial.

- A través de Resolución 521.DGEEH.356/22 del 25 de octubre de 2022, la Secretaría emitió un alcance a la Resolución 521.DGEEH.098/21 relativo a la modificación del área de extracción.
- El 14 de noviembre de 2022, la Secretaría a petición de PEP, modificó el Título de Asignación AE-0165-CAMPECHE ORIENTE en virtud de lo cual quedó identificado como AE-0165-M-CAMPECHE ORIENTE.
- Mediante escrito recibido el 15 de diciembre de 2022, PEP ingresó la Solicitud.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Derivado de lo anterior, se concluye que la Solicitud fue presentada dentro del plazo referido en el Resolutivo Cuarto de la Resolución 521.DGEEH.098/21 del 12 de abril de 2021. En consecuencia, resulta procedente que esta Comisión conozca sobre la Solicitud, en términos de los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 10 de los Lineamientos.

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en los artículos 15 y 58, así como el Anexo II de los Lineamientos. Lo anterior se corrobora con el análisis técnico y económico realizado en el Anexo Único y las constancias que obran en el expediente respectivo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDE) de esta Comisión, al cual se hace referencia en el apartado III del Anexo Único.

II. Cumplimiento de los requisitos y criterios de evaluación establecidos en los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como 15, 18, 58 y 59 de los Lineamientos.

Del análisis realizado en el Anexo Único, se concluye que la Solicitud presentada por PEP cumple con los requisitos y criterios establecidos en los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como 15, 18, 58 y 59 de los Lineamientos en los términos siguientes:

1. Cumplimiento de los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 18, 58 y 59 de los Lineamientos.
 - a) La evaluación de la tecnología y el plan de producción en aras de maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables:

De la información contenida en la Solicitud, esta Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la producción y abandono del Campo propuestas en la Solicitud son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos y contribuirán a maximizar los factores de recuperación.

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

- b) El Programa de Aprovechamiento del Gas Natural:

El Programa de Aprovechamiento del Gas Natural es consistente con la estrategia de Desarrollo de PEP, que se enfoca en maximizar la recuperación de aceite y el valor económico del mismo, así como optimizar el uso y operación de las instalaciones disponibles para el manejo y aprovechamiento del gas natural; toda vez que el aprovechamiento del gas



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

asociado será transferido de manera multifásica, ya que dentro de la Asignación, no se contará con instalaciones propias para procesar la producción de gas.

Derivado de lo anterior, PEP selecciona la forma de aprovechamiento por transferencia como alternativa seleccionada, dado que técnicamente es la única factible para asegurar la operación y desarrollo de la Asignación.

La mezcla producida en las plataformas de perforación de la Asignación se enviará hacia la Asignación A-0375-3M-Campo Zaap en el Centro de Proceso Zaap-C donde arribará el hidrocarburo para llevar a cabo los procesos de separación, compresión y estabilización, teniendo un aprovechamiento del gas natural asociado del 100% a partir del año 2025, el cual se mantendrá durante toda la vigencia del Plan.

De esta manera, en lo que respecta a la máxima Relación Gas-Aceite (RGA) que podrán producir los pozos, se establece lo siguiente:

Formación	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
Cretácico	-	21.96

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

- c) Los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos, así como la determinación del Punto de Medición.

Conforme al análisis realizado en los apartados V y IX del Anexo Único de la presente Resolución, se concluye que la Solicitud considera que el manejo y la medición de los Hidrocarburos del Área de la Asignación se realizará de la siguiente manera:

En cuanto al manejo y medición de la producción de los Hidrocarburos para la Asignación, PEP propone la implementación de Mecanismos y Puntos de Medición ubicados, para Petróleo en la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) mediante sistemas de Medición SM-100 y SM-200 con medidores tipo Turbina, en el Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas con sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 instrumentados con medidores del tipo Ultrasónico y Turbina, en la Terminal Marítima (TM) Cayo Arcas con sistemas de Medición PA-100 y PA-200 con medidores de tipo Desplazamiento Positivo y en la Unidad de producción flotante, almacenamiento y descarga/transferencia de petróleo, *Floating, Production, Storage and*



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

offloading (FPSO por sus siglas en inglés.) Yúum K´ak´ náab con sistema de Medición M-14 y tecnología de medición de tipo Ultrasónico.

En cuanto al Gas, los Puntos de Medición estarán ubicados en el Centro de Distribución de Gas Marítimo (CDGM) Cd Pemex con sistemas de Medición PA-101 y medidores de presión diferencial tipo placa de orificio y Coriolis y los Complejo Procesador de Gas (CPG) Cd Pemex y CPG Nuevo Pemex con sistemas de Medición PM-25 y PM-11 respectivamente e instrumentados con medidores de presión diferencial de tipo Placa de Orificio.

Los Puntos de Medición para los Condensados estarán ubicados en el CPG Nuevo Pemex con sistemas de Medición PM-12, PM-13, PM-14 y PM-15 y medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio y Coriolis y en el CPG Cactus con sistemas de Medición PM-02 y PM-03 con medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio y Coriolis, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en la Solicitud.

Derivado de lo anterior, se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP con base en el artículo 43 de los Lineamientos de Medición, de lo cual se concluye lo siguiente:

- 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 9, 19, 21, 23, 25, fracciones I, II, III, IV y VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- ii. Se analizó la integridad y el contenido de la información proporcionada por PEP 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, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por PEP.
- iv. Los Puntos de Medición propuestos por PEP se consideran técnicamente viables, toda vez que es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área de Asignación y cumple con los Lineamientos de Medición. Lo anterior de conformidad con el apartado V, inciso e) del Anexo Único.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- v. Con referencia a los artículos 5 y 43, fracción IV, de los Lineamientos de Medición, mediante oficio 250.226/2022 del 15 de febrero de 2023, se pidió la opinión de la SHCP con relación a la ubicación de los Puntos de Medición.

Dicha dependencia federal informó por oficio 352-A-I-039 del 15 de febrero de 2023, que está de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por PEP, siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar los precios para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado.

En atención a lo anterior, del análisis técnico realizado por esta Comisión, se concluye que los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición propuestos por PEP cumplen con lo señalado por la SHCP, lo cual está establecido 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 de Asignación, en términos del Anexo Único.

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 propuesta de los Mecanismos de Medición es viable y adecuada en su implementación para el Área de Asignación;
- 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, Referencial y de Transferencia, la cual se encuentra definida en el apartado V del Anexo Único;
- iii. PEP deberá dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad de acuerdo con la temporalidad establecida en los cronogramas presentados por PEP, de conformidad con lo establecido en los artículos 28, 38, 39 y 40 de los Lineamientos de Medición;
- iv. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se proponen los programas de diagnósticos referidos en el apartado V del Anexo Único;



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

- v. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación en los Puntos de Medición, PEP deberá realizarla en los términos establecidos los apartados V y IX del Anexo Único, y
- vi. La información del balance y producción de los Hidrocarburos deberá presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos de Medición los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

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

2. Recuperación Secundaria y/o Mejorada:

Del análisis realizado a la Solicitud se concluye que con la información actual con que cuenta PEP, no es viable económicamente la implementación de un Proceso de Recuperación Secundaria o Mejorada en el Área de Asignación.

No obstante, PEP deberá sujetarse a las revisiones periódicas establecidas en el artículo 17 de los Lineamientos de Recuperación.

3. De conformidad con el artículo 15 de los Lineamientos PEP incluyó en su Solicitud lo siguiente:

- a) La información mediante el formato AP y su instructivo;
- b) Comprobante de pago del aprovechamiento respectivo, y
- c) Documento que integra el Plan de Desarrollo para la Extracción, con la información y el nivel de detalle establecido en el Anexo respectivo.

4. Congruencia del Plan de Desarrollo para la Extracción con las obligaciones contenidas en el Título de Asignación, conforme al artículo 59 de los Lineamientos.

La Solicitud es congruente con las obligaciones establecidas en el Título de Asignación.

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

Lo anterior, se corrobora con las constancias que obran en el expediente respectivo de la DGDE de esta Comisión, al cual se hace referencia en el apartado III del Anexo Único.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

Derivado del análisis realizado en el apartado IX del Anexo Único, se advierte que las actividades propuestas por PEP cumplen con las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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 tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el Factor de Recuperación, en condiciones económicamente viables,
5. Promueven el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país; y
6. Procura el aprovechamiento de gas natural asociado.

IV. Área de Desarrollo.

La Solicitud refiere las coordenadas en las cuales se ubica el Área de Desarrollo, mismas que se encuentran detalladas en el apartado I del Anexo Único, por lo que resulta procedente aprobar el Área de Desarrollo en términos del artículo 57 de los Lineamientos; en consecuencia, las Actividades Petroleras materia de la presente Resolución deberán estar acotadas a dicha Área.

V. Análisis económico.

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación, Campo Pit permitirá al Operador desarrollar el campo y realizar las actividades petroleras pertinentes, atendiendo la normativa vigente, para producir los hidrocarburos y realizar el abandono correspondiente, en su momento oportuno.

Bajo las premisas presentadas anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta con indicadores económicos positivos, lo cual derivará en beneficios económicos para el Operador y para el Estado durante el periodo productivo del proyecto.



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

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

1. Programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional.

Mediante oficio 250.291/2023 del 28 de febrero de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el Programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Al respecto, por oficio DGCNFSE.432.2023.0174 recibido en esta Comisión el 14 de marzo de 2023, la Secretaría de Economía emitió opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional presentado por PEP, por lo que en términos de lo dispuesto en el Término y Condición Décimo Cuarto de la Asignación se considera que forma parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Ello en términos del apartado VIII del Anexo Único.

2. Sistema de Administración de Riesgos.

Mediante oficio 250.290/2023 del 28 de febrero de 2023, la Comisión remitió a la Agencia la Solicitud para que esta fuera considerada en los trámites o autorizaciones que al efecto PEP tuviera iniciado ante dicha autoridad.

Cabe señalar que la presente Resolución se emite sin perjuicio de la obligación de PEP de cumplir la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al 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.

Ello en términos del apartado VII del Anexo Único.

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 VI del Anexo Único, *Mecanismos de Revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Plan de Desarrollo.*

Lo anterior de conformidad con el artículo 103, fracción I de los Lineamientos.

QUINTO.- Que derivado del análisis realizado por la Comisión en el Anexo Único en términos del Considerando que antecede, se concluyó que la Solicitud presentada



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

por PEP es adecuada, desde un punto de vista técnico, por lo que resulta procedente aprobar las actividades propuestas por PEP.

Sobre el particular, cabe resaltar lo siguiente:

- I. PEP deberá contemplar el inicio de la ejecución de las Actividades Petroleras a partir de la emisión de la presente Resolución; y
- II. PEP 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 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 artículos 47, fracciones III, V y VIII de la Ley de Hidrocarburos.

Asimismo, cabe hacer mención que en caso de que sea necesario el acceso de terceros al Área de Asignación, o en su caso PEP requiera el acceso a diversas áreas Contractuales o de Asignación, los Operadores Petroleros involucrados deberán procurar las gestiones que resulten conducentes para la ejecución de las Actividades Petroleras, en términos del artículo 98 de la Ley de Hidrocarburos.

SEXTO.- Que derivado del análisis técnico realizado por la Comisión en términos del Anexo Único, se advierte lo siguiente:

- I. Que el límite económico de las Actividades Petroleras propuestas por PEP excede la vigencia del Título de Asignación, establecida en el Término y Condición Cuarto; y
- II. Que el segundo párrafo del inciso C) del Término y Condición Séptimo de la Asignación, refiere que *"...el Asignatario llevará a cabo las actividades de Extracción conforme al Plan de Desarrollo para la Extracción y estará obligado a concluir al menos el Compromiso Mínimo de Trabajo para el Periodo de Extracción. La Secretaría incluirá este Compromiso Mínimo de Trabajo en el Anexo 2 del presente Título de Asignación"*.

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, y 16, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos se somete a consideración de la Secretaría de Energía, modificar el Anexo 2, así como el Término y Condición Cuarto del Título de Asignación, conforme a lo siguiente:

- I. El Término y Condición Cuarto del Título de Asignación, a efecto de considerar que la vigencia de la Asignación sea considerada hasta el límite



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

económico descrito y en atención a los términos contenidos en el Anexo Único.

- II. La inclusión del Compromiso Mínimo de Trabajo en el Anexo 2 del Título de la Asignación, conforme a lo descrito en el apartado IX del Anexo Único.

Finalmente, esta Comisión remite los elementos técnicos contenidos en el Anexo Único a efecto de que puedan ser considerados por dicha Secretaría, lo anterior como parte del análisis de la modificación que en un futuro realice al Anexo 2 así como el Término y Condición Cuarto del Título de Asignación.

Por lo expuesto y fundado, el Órgano de Gobierno de la Comisión, 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 Anexo Único.

SEGUNDO.- Aprobar el Área de Desarrollo en términos del Considerando Cuarto de la presente Resolución y el Anexo Único.

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

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

QUINTO.- Aprobar la RGA propuesta por PEP en los términos establecidos en el apartado V, inciso f) del Anexo Único, en relación con el Considerando Cuarto de la presente Resolución.

SEXTO.- Emitir opinión a la Secretaría de Energía respecto de la modificación del Anexo 2, así como del Término y Condición Cuarto del Título de Asignación, en términos del Considerando Sexto de la Resolución y el Anexo Único. Lo anterior, con fundamento en artículo 6 de la Ley de Hidrocarburos, en relación con el artículo 16, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

SÉPTIMO.- 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 en el Plan de Desarrollo para la Extracción, materia de aprobación de la presente Resolución. Asimismo, deberá



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

atender la normativa aplicable emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.

Lo anterior, con fundamento en los artículos 47, fracciones III, V y VIII de la Ley de Hidrocarburos.

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; de la Dirección General de Consulta, así como a la Dirección General de Seguimiento de Asignaciones de esta Comisión, para los efectos a que haya lugar.

NOVENO.- Inscribir la presente Resolución **CNH.E.01.01/2023** 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.

CIUDAD DE MÉXICO A 28 DE MARZO DE 2023

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

**AGUSTÍN DÍAZ LASTRA
COMISIONADO PRESIDENTE**

**NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO**

**HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO**

**SALVADOR ORTUÑO ARZATE
COMISIONADO**