CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción de Hidrocarburos

Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018

Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V. Abril 2020

@CNH_MX Comisión Nacional de Hidrocarburos Comisión Nacional de Hidrocarburos @cnh.mx

CONTENIDO

II. Elementos generales del Plan 5

III. Relación Cronológica del Proceso de revisión 5

IV. Criterios de Evaluación 6

V. Análisis y Evaluación de los Elementos del Plan 7

a) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción . 7

b) Evaluación económica 8

c) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos..... 9

VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan 18

VII. Sistema de Administración de Riesgos 18

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional, Transferencia Tecnológica y Capacitación 19

IX. Sentido del dictamen técnico 19

a) Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolero del país..... 21

b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables 22

c) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país 22

d) La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables 22

e) El programa de aprovechamiento del gas natural 22

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos..... 22

I. Datos Generales del Operador

El Operador promovente de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Solicitud) en el Área Contractual Cárdenas Mora, es la empresa Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V. (en adelante, PETROLERA o PCM). Los datos del Área Contractual se muestran en la Tabla 1 y los vértices del Área Contractual (Campos Cárdenas y Mora) se muestran en las Tablas 2 y 3.

La vigencia del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 (Contrato) es de veinticinco (25) años a partir de la fecha efectiva del mismo, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo las relativas al Abandono y a la indemnización. Asimismo, en caso de que el Operador esté al corriente con sus obligaciones Contractuales, este podrá solicitar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) dos prórrogas de hasta cinco (5) años cada una.

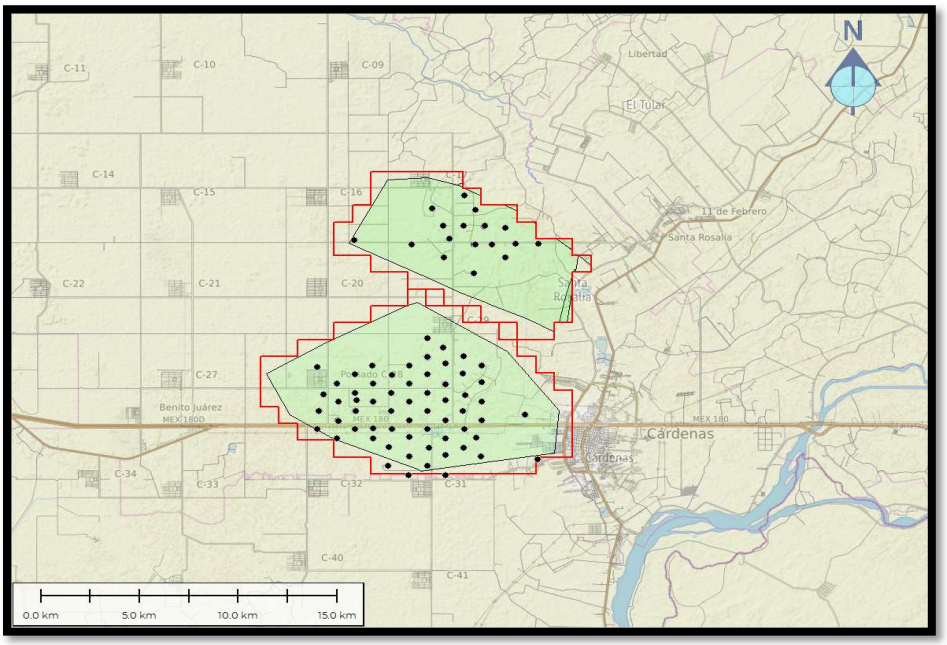

Figura 1. Ubicación del Área Contractual CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018. Fuente: CNH

Concepto	Datos del Contrato
Contrato	CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018
Estado y municipio	Tabasco, Cárdenas
Superficie	103.999 km^2 Campo Cárdenas y 64.147 km^2 Campo Mora
Fecha efectiva	06 de marzo 2018
Vigencia	25 años a partir de la fecha efectiva
Tipo de Contrato	Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia
Yacimientos y/o Campos	Cretácico Inferior (KI) Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) Plioceno Superior (Filisola) Solo para el Campo Cárdenas
Operadora y socios con porcentaje de participación	PEP = 50%, PETROLERA (Operador)= 50%

Tabla 1. Datos generales del Contrato. Fuente: Contrato

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	93° 27' 00"	18° 04' 00"	18	93° 28' 30"	17° 59' 00"
2	93° 27' 00"	18° 03' 30"	19	93° 29' 30"	17° 59' 00"
3	93° 26' 00"	18° 03' 30"	20	93° 29' 30"	17° 59' 30"
4	93° 26' 00"	18° 03' 00"	21	93° 30' 30"	17° 59' 30"
5	93° 25' 00"	18° 03' 00"	22	93° 30' 30"	18° 00' 00"
6	93° 25' 00"	18° 02' 30"	23	93° 31' 00"	18° 00' 00"
7	93° 24' 30"	18° 02' 30"	24	93° 31' 00"	18° 00' 30"
8	93° 24' 30"	18° 02' 00"	25	93° 31' 30"	18° 00' 30"
9	93° 24' 00"	18° 02' 00"	26	93° 31' 30"	18° 02' 00"
10	93° 24' 00"	18° 01' 30"	27	93° 30' 30"	18° 02' 00"
11	93° 23' 30"	18° 01' 30"	28	93° 30' 30"	18° 02' 30"
12	93° 23' 30"	18° 01' 00"	29	93° 29' 30"	18° 02' 30"
13	93° 23' 00"	18° 01' 00"	30	93° 29' 30"	18° 03' 00"
14	93° 23' 00"	17° 59' 00"	31	93° 28' 30"	18° 03' 00"
15	93° 24' 00"	17° 59' 00"	32	93° 28' 30"	18° 03' 30"
16	93° 24' 00"	17° 58' 30"	33	93° 27' 30"	18° 03' 30"
17	93° 28' 30"	17° 58' 30"	34	93° 27' 30"	18° 04' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Campo Cárdenas. (Fuente: Contrato).

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	93° 26' 00"	18° 07' 30"	17	93° 24' 30"	18° 02' 30"
2	93° 26' 00"	18° 07' 00"	18	93° 24' 30"	18° 03' 00"
3	93° 25' 30"	18° 07' 00"	19	93° 25' 30"	18° 03' 00"
4	93" 25' 30"	18° 06' 30"	20	93° 25' 30"	18° 03' 30"
5	93° 24' 30"	18° 06' 30"	21	93° 26' 30"	18° 03' 30"
6	93° 24' 30"	18° 06' 00"	22	93° 26' 30"	18° 04' 00"
7	93° 24' 00"	18° 06' 00"	23	93° 27' 30"	18° 04' 00"
8	93° 24' 00"	18° 05' 30"	24	93° 27' 30"	18° 04' 30"
9	93° 23' 00"	18° 05' 30"	25	93° 28' 30"	18° 04' 30"
10	93° 23' 00"	18° 05' 00"	26	93° 28' 30"	18° 05' 00"
11	93° 22' 30"	18° 05' 00"	27	93° 29' 30"	18° 05' 00"
12	93° 22' 30"	18° 04' 30"	28	93° 29' 30"	18° 06' 00"
13	93° 23' 00"	18° 04' 30"	29	93° 29' 00"	18° 06' 00"
14	93° 23' 00"	18° 03' 00"	30	93° 29' 00"	18° 06' 30"
15	93° 23' 30"	18° 03' 00"	31	93° 28' 30"	18° 06' 30"
16	93° 23' 30"	18° 02' 30"	32	93° 28' 30"	18° 07" 30"

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices del Campo Mora. (Fuente: Contrato).

II. Elementos generales del Plan

Alcance

Como se observa en la Figura 1, el Área Contractual en comento se localiza al sureste de la República Mexicana dentro del estado de Tabasco, aproximadamente a 55 km al oeste de la ciudad de Villahermosa, dentro del municipio de Cárdenas. Colinda con las Asignaciones A-0088-M – Campo Chipilín al noreste y con A-0119-M – Campo Edén-Jolote al sureste del Campo Mora.

La presente modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción (Plan de Desarrollo) del Contrato, contempla cambios en la filosofía de medición así como un nuevo acuerdo de medición con el socio del Operador, el cual es Petróleos Mexicanos.

Se fundamenta en los artículos 42, párrafo segundo, tercero y cuarto y 47 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH), publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y 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 y 62, penúltimo párrafo de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, Lineamientos) lo anterior en razón de que se actualizan los Mecanismos de Medición aprobados mediante la Resolución CNH.E.15.001/19 del 5 de marzo de 2019.

III. Relación Cronológica del Proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por PCM, involucró la participación de tres direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, se remitió información a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo, presentado por PCM para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH: 5S.7/3/31/2018 Modificación al Plan de Desarrollo del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

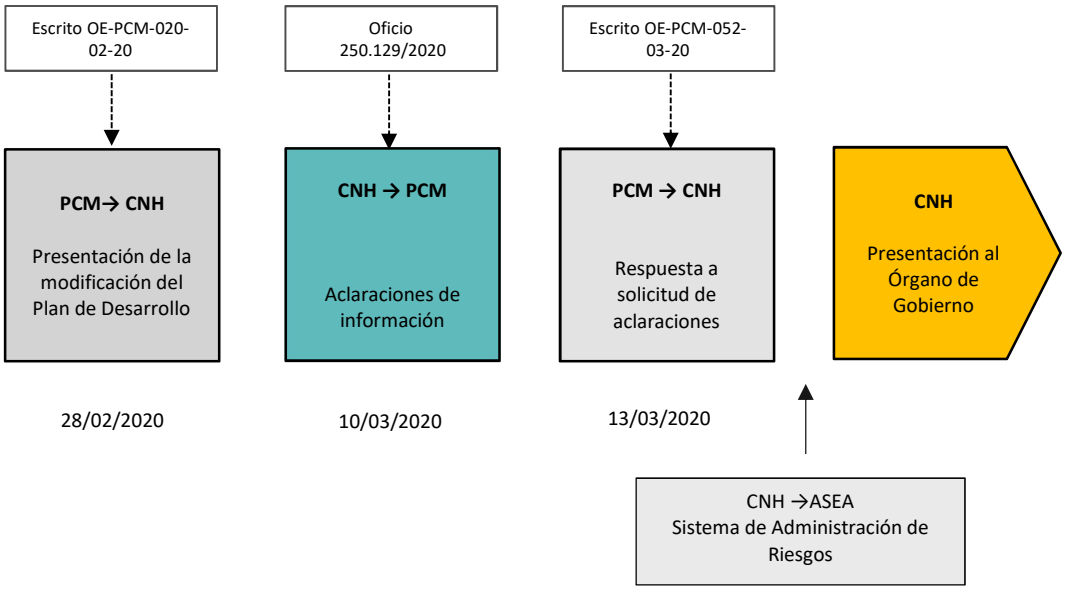

Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

IV. Criterios de Evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por PCM fueran congruentes y cumplieran con lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y la modificación al Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y los Mecanismos de Medición de la Producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62 párrafo penúltimo de los Lineamientos publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 12 de abril de 2019.

Asimismo, en el análisis de la modificación del Plan de Desarrollo se consideraron los requisitos establecidos en las Cláusulas 4.4, 10.1, 10.2, 12.2, 13.1, 16.1, 17.3, 17.5 y Anexo 5 de Contrato.

Adicional a la modificación al Plan de Desarrollo, se realizó el estudio al amparo de las consideraciones establecidas en los LTMMH, así como respecto de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones para el aprovechamiento de gas) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdo publicado en el DOF el 10 de marzo de 2020.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Operador de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y

el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), así como los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62 párrafo penúltimo.

En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato, ya que la vigencia es de 25 años contados a partir del 06 de marzo de 2018.

En consecuencia, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

a) El Operador presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;

b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;

c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan que sufren modificación, y

d) Presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

V. Análisis y Evaluación de los Elementos del Plan

a) Características Generales y Propiedades de los Yacimientos

Cabe hacer mención que la Solicitud de la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo no considera modificación respecto de estudios complementarios para establecer nuevas Características Generales y propiedades de los yacimientos, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución CNH.E.74.010/19 (Resolución) del 17 de diciembre de 2019.

b) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

De la información presentada por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo no se considera modificación respecto al Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución.

c) Actividad Física

Cabe mencionar que la Solicitud de la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo no considera modificación respecto de las Actividades Físicas contempladas en el Plan de

Desarrollo aprobado, por lo que se mantiene en los términos previstos por esta Comisión en la Resolución de referencia.

d) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Contrato tiene como Fecha Efectiva el 06 de marzo de 2018. Con base en el artículo 62, párrafo penúltimo de los Lineamientos, y 47 de los LTMMH, el Plan de Desarrollo (PDE) del Contrato se modifica debido a que:

- "El Operador podrá solicitar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Plan aprobado se modifiquen, para lo cual deberá solicitar la modificación en términos del Capítulo II del Título II de los Lineamientos".

- "Sin perjuicio de los avisos y aprobaciones a que se refieren los presentes Lineamientos, el Operador Petrolero deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el plan de desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el Dictamen Técnico. Lo anterior, de conformidad y en los términos procedimentales contenidos en los términos de los Lineamientos que la Comisión emita en materia de evaluación de planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción. Dichas modificaciones incluirán los casos en el que uno o varios Operadores Petroleros suscriban acuerdos o convenios para compartir infraestructura o se determine la unificación de yacimientos."

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 62 de los Lineamientos, y artículo 47 de los LTMMH se plantean las modificaciones a los Mecanismos de Medición.

De lo anterior, el Operador manifiesta su intención de modificar los Mecanismos de Medición del Contrato.

De acuerdo con el progreso en la implementación de los Mecanismos de Medición, el Operador propone cambios a la metodología de asignación volumétrica de los Hidrocarburos para el Área Contractual, la cual incluye cambios en el balance desde un Punto de Medición a utilizar para asignar el volumen a los Puntos de Medición provisionales, esto mediante una metodología para el prorrateo diferente a la prevista en el Séptimo Transitorio de los LTMMH, lo cual implica una modificación sustantiva a los Mecanismos de Medición aprobados en el Plan de Desarrollo aprobado, mediante la Resolución CNH.E.15.002/19 de fecha 05 de marzo de 2019, de acuerdo a lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH.

e) Evaluación económica

En la presente modificación del Plan de Desarrollo, no existen modificaciones de infraestructura, inversiones ni de gastos de operación respecto del Plan Vigente, aprobado

con la Resolución CNH.E.74.010/19 del 17 de diciembre de 2019, por lo que se mantiene en los términos previamente aprobados en la resolución en comento.

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente se cuenta con Mecanismos de Medición aprobados en su PDE mediante la Resolución CNH.E.15.002/19 de fecha 05 de marzo de 2019, medición que fue propuesta en 2 etapas para su implementación.

De acuerdo con lo anterior, el Operador manifiesta que se tiene la necesidad de tener mejores controles y aseguramiento de la Medición de los Hidrocarburos, principalmente lo que concierne a la medición de Petróleo, por lo que en base al artículo 42, párrafo segundo, tercero y cuarto y artículo 47 de los LTMMH, el Operador presentó la siguiente propuesta de modificación al Punto de Medición provisional de Petróleo.

En cuanto a la primera etapa de implementación de los Mecanismos de Medición, se contempló el manejo, medición y determinación de la calidad del Petróleo por parte del Operador mediante los Puntos de Medición Provisional aprobados mediante las Resoluciones CNH.E.11.002/18 de fecha 01 de marzo de 2018 y CNH-E.15.001/19 de fecha 05 de marzo de 2019, durante un periodo propuesto de 4 años contemplado de marzo de 2019 a abril de 2023, mediante tecnologías de medición de flujo volumétrico tipo turbina y medidor de flujo másico tipo Coriolis a la salida de los separadores móviles en el cabezal CP-111, cabezal CP-107, Pozo Cárdenas 105 y a la salida del Separador Horizontal Fijo en Batería de Separación Mora (FA-700) respectivamente, lo cual fue aprobado en el Plan de Desarrollo mediante la Resolución CNH.E.15.002/19 de fecha 05 de marzo de 2019.

Para la etapa II (medición de Petróleo) contemplada para el periodo de mayo de 2023 al año 2042, los sistemas de Medición Operacional continuarán siendo los medidores antes señalados en la Etapa I como provisionales, y para la Medición de Transferencia se instalarán en Batería de Separación Mora, sistemas de Medición de flujo másico o volumétrico, los cuales serán de nueva instalación de acuerdo a lo evaluado en la documentación, y por último para la Medición Fiscal se colocaran en la Batería de Separación Cárdenas Norte, Sistemas de Medición con tecnología de medición de tiempo de tránsito tipo Ultrasónico una vez que se tengan las condiciones de calidad del Hidrocarburo producido en el Área Contractual.

Derivado de lo anterior, se identifica que, de acuerdo con el avance actual del desarrollo de la infraestructura, así como la implementación de los Mecanismos de Medición, el Operador manifiesta la necesidad de tener un mayor control y aseguramiento de las mediciones realizadas mediante los Puntos de Medición provisionales, principalmente en los aprobados para la medición de Petróleo, en los cuales se sustenta la modificación presentada por el Operador.

Por lo anterior, el Operador presenta la solicitud de modificación a la medición aprobada, para lo cual se manifiesta que actualmente ya se tiene un nuevo acuerdo de medición con Petróleo con Pemex Exploración y Producción (PEP), en el cual se mantienen las ubicaciones de los Puntos de Medición provisionales aprobados anteriormente, y que solo se realizaron

precisiones y cambios al punto de medición para la asignación de los volúmenes, considerando para esto las incertidumbres asociadas a cada sistema de medición, teniendo así una mejor asignación y confiabilidad de los resultados, manifestando que para la medición de Gas proveniente del Área Contractual, esta se mantiene en los términos aprobados en el Plan de Desarrollo aprobado por la Resolución CNH.E.15.002/19.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo del Área Contractual Cárdenas-Mora, y de conformidad con lo establecido en los artículos 42 y 47 de los LTMMH, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Operador, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Lo anterior, en términos de lo establecido en el artículo 42, párrafo segundo, tercero y cuarto de los LTMMH, el cual establece lo siguiente:

*"**Artículo 42.** De los Mecanismos de Medición. Como parte de los planes y para efectos de evaluación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión la información siguiente:*

I. *(…)*
II. *(…)*
III. *(…)*
IV. *(…)*
V. *(…)*
VI. *(…)*
VII. *(…)*
VIII. *(…)*
IX. *(…)*
X. *(…)*
XI. *(…)*
XII. *(…)*
XIII. *(…)*
XIV. *(…)*

Tratándose de Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición conforme a los planes respectivos, el licitante ganador, el operador designado con motivo de un proceso de migración o el Operador Petrolero, según corresponda, podrá presentar a consideración de la Comisión, con 15 días hábiles de anticipación al inicio de las actividades de Extracción, una propuesta de Punto de Medición provisional, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.

En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, su identificación, ubicación, el Responsable Oficial, así como un mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

Para la evaluación y, en su caso, aprobación de la Medición de Hidrocarburos en los Contratos a que se refieren los dos párrafos anteriores, la Comisión verificará la suficiencia y congruencia de la propuesta."

Por lo anterior, y derivado de la información presentada por el Operador, la Comisión deberá verificar la suficiencia y la congruencia de los siguientes elementos:

1. **Diagramas del Área Contractual incluyendo:**

   a. Redes de distribución (diagramas) indicando las fronteras entre PEP-Contratista-Terceros, así como la ubicación de los Puntos de Medición provisionales;
   b. Incluyendo los esquemas de la infraestructura disponible para acondicionamiento, almacenamiento y medición de los Hidrocarburos producidos, y
   c. Ubicación referencial de los pozos del Área Contractual.

2. **Puntos de medición:**

   a. Descripción de la ubicación de los Puntos de Medición del Área Contractual;
   b. Descripción de la ubicación de los Puntos de Medición provisionales, y
   c. Metodología para realizar la medición de los Hidrocarburos.

Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada a fin de verificar la suficiencia y la congruencia, de la propuesta presentada por el Operador en términos del artículo 42 párrafos segundo, tercero y cuarto de los LTMMH:

Identificación de los Punto de Medición provisional para Petróleo

- Sistemas de medición de Petróleo:

  - Descarga del Separador Horizontal de baja presión (FA-700) en la Batería de Separación Mora, mediante un medidor de flujo tipo másico.

  - En los cabezales periféricos Cárdenas 107 y Cárdenas 111, mediante separadores trifásicos móviles, utilizando medidores tipo turbina.

  - En la boca del pozo cárdenas 105 utilizando un separador móvil trifásico, mediante medidores tipo turbina.

Ubicación del Punto de Medición provisional propuesto

- Los Puntos de Medición provisional para Petróleo se encuentran ubicados en las instalaciones de la Batería de Separación Mora, cabezales periféricos 107 y 111, así como a boca del pozo Cárdenas 105 donde serán medidos de manera dinámica los Hidrocarburos y el agua a la salida de los separadores trifásicos,

mediante medidores tipo Coriolis y turbina, los cuales son de envío a las instalaciones de Pemex, ver figura 1 y 2.

Instalación	Longitud	Latitud
Batería de Separación Mora	-93.432536	18.095036
Cabezal CP-111	-93.474278	18.011597
Cabezal CP-107	-93.4414	18.020102
Pozo Cárdenas 105	-93.449167	18.015278

Tabla 4. Ubicación de los puntos de Medición Provisional Propuestos. (Fuente: Operador).

Responsable Oficial

- De acuerdo con la información presentada en el acuerdo de medición se establece que, el Responsable Oficial ante la Comisión será el Operador Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V., a través de su Supervisor instrumentista de medición, del cual se proporcionaron sus datos generales y cuenta con las facultades de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 de los LTMMH.

Procedimiento o Acuerdo de Medición para la determinación y asignación del volumen

Derivado del análisis y evaluación se identifica la presentación de un acuerdo de medición por parte del Operador, con el cual se realizará la determinación y asignación del volumen y calidad del Petróleo, y para lo cual se realizan los siguientes comentarios al mismo, esto de acuerdo con los numerales que lo conforman:

Numeral 2. Objetivo: En este numeral se define como el objetivo, establecer las reglas para la medición de volúmenes y calidad de Petróleo entregado por Petrolera Cárdenas Mora a PEP en el punto de medición provisional, esto con la finalidad de dar cumplimiento a lo establecido para el Punto de Medición provisional en el artículo 42 de los LTMMH.

Numeral 3. Establecimiento del Punto de Medición Fiscal y el Punto de Medición provisional: De acuerdo con la información presentada se identifica la descripción de los Puntos de Medición provisionales y el Punto de Medición que será utilizado para la asignación de los volúmenes de acuerdo con la metodología establecida en el acuerdo de medición para el Área Contractual, esto de acuerdo con la siguiente descripción:

Puntos de Medición provisionales

- Descarga del Separador Horizontal de baja presión (FA-700) en la Batería de Separación Mora, mediante un medidor de flujo tipo másico.
- En los cabezales periféricos Cárdenas 107 y Cárdenas 111, mediante separadores trifásicos móviles, utilizando medidores tipo turbina.

- En la boca del pozo cárdenas 105 utilizando un separador móvil trifásico, mediante medidores tipo turbina.

En cuanto al Punto de Medición para la asignación del volumen proveniente del Área Contractual Cárdenas Mora se establece que será el sistema de medición identificado con el TAG MTCA-APMM-CABC01, con tecnología de medición del tipo ultrasónico, el cual se encuentra instalado en el cabezal de descarga de los tanques deshidratadores TD-08 y TD-09, en la Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB) Cactus, identificando en este apartado la modificación principal al acuerdo de medición anteriormente realizado y evaluado, ver figura 1.

Numeral 5. Alcance: El Operador manifiesta que: "El alcance del acuerdo de medición y condiciones de operación para la entrega recepción de petróleo, regulará las actividades para la medición del volumen y calidad en el Punto de Medición y en el Punto de Medición provisional, para la producción que se obtenga asociada al Plan de Desarrollo del Área Contractual".

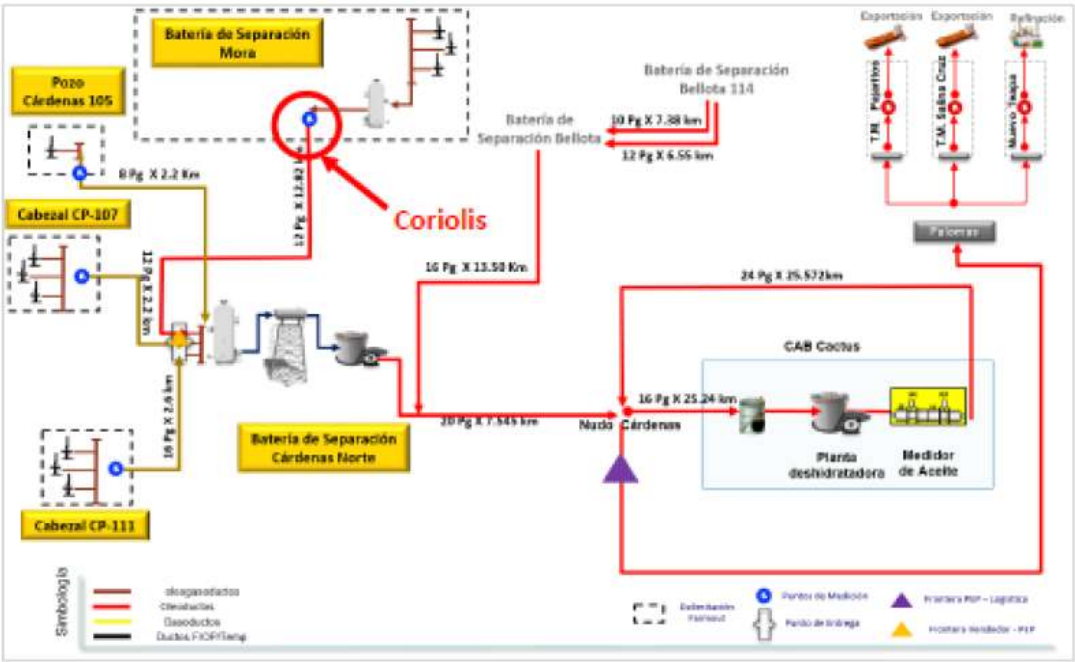

Figura 3.- Diagrama de la modificación para el manejo del petróleo, (Fuente PCM).

Numeral 7. Calidad del Petróleo: En este apartado se manifiesta el acuerdo para obtener los parámetros de calidad e información establecida en el numeral 6, siendo: "Los parámetros de calidad del Petróleo serán obtenidos a través del procedimiento de muestreo manual y su correspondiente análisis en un laboratorio acreditado en apego a los Lineamiento, por parte del personal de PCM, mismo que se realizará al menos una vez al mes, o en apego a la periodicidad y parámetros establecidos..."

Numeral 8. Balance: Para el caso de la etapa provisional, se realizará la asignación de la producción de Petróleo del Área Contractual, considerando la participación volumétrica de las distintas Asignaciones y Áreas Contractuales que converjan al Punto de Medición establecido (CAB Cactus), estableciendo la participación volumétrica de acuerdo con la aportación de las incertidumbres de medida asociadas a los medidores ubicados en los Puntos de Medición provisionales, metodología de prorrateo basada en el estándar API RP 85, resaltando que estos valores de incertidumbre deberán siempre estar dentro de los márgenes indicados en el acuerdo y los cuales deberán ser propios de estos sistemas de medición.

Numeral 10. Responsable de reportar la medición a CNH: es importante resaltar que, de acuerdo con lo establecido en el acuerdo de medición, el responsable de entregar los reportes de medición a la Comisión y atender cualquier requerimiento, será el Operador PCM.

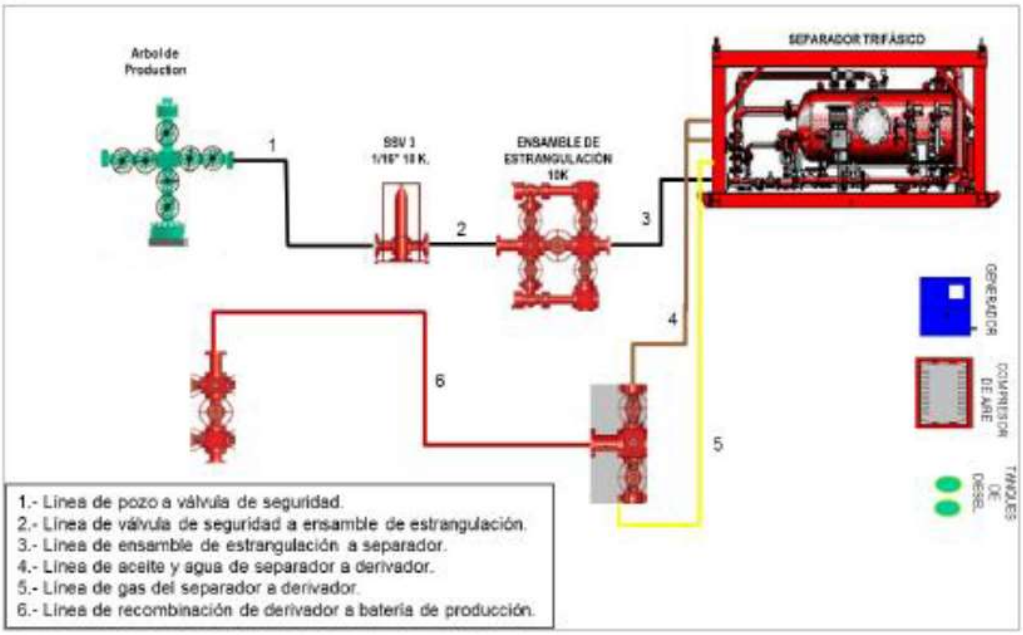

Figura 4.- Diagrama de infraestructura para el manejo de los hidrocarburos del Área contractual, y propuesta de Puntos de Medición provisional.

Numeral 12. Puntos de Entrega del Hidrocarburo Petróleo: Se identifica en el acuerdo de medición presentado que se establecen los puntos de transferencia de custodia diferentes a los Puntos de Medición provisionales, los cuales fueron acordados entre los Operadores Petroleros para definir la responsabilidad de cada uno de ellos.

Adicionalmente a lo anterior, el Operador manifiesta que, con la finalidad de asegurar la mejora continua a sus sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición provisionales de petróleo, se presentan los programas de calibración, diagnósticos metrológicos y estimación de la incertidumbre anuales, con lo cual se pretende asegurar la

confiabilidad de los resultados de la medición, así como una mejor distribución de estos, ver tablas 5, 6 y 7.

Además, de manifestar que, en cuanto a la medición del Gas proveniente del Área Contractual, esta se mantiene en los términos aprobados en el PDE, tanto en la Etapa 1, así como la Etapa 2 aprobadas para la medición de Petróleo, mediante la Resolución CNH.E.15.002/19 de marzo de 2019.

PETROLERA CÁRDENAS MORA

PROGRAMA DE CALIBRACIONES															
PART.	ACTIVIDAD	AÑO	AÑO 2020												OBSERVACIONES
		MES	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	
1	Unidad de Medición de Aceite CP-107														
2	Unidad de Medición de Gas CP-107														
3	Unidad de Medición de Aceite CP-111 (N/S 81700522)														
4	Unidad de Medición de Gas CP-111 (N/S 81700522)														
5	Unidad de Medición de Aceite CP-111 (N/S 0214400063)														
6	Unidad de Medición de Gas CP-111 (N/S 0214400063)														
7	Unidad de medición aceite Mora														
8	Unidad de medición gas Mora														

Tabla 5.- Programa de calibraciones a sistemas de medición 2020. (Fuente PCM).

PETROLERA CÁRDENAS MORA

PROGRAMA DE DIAGNÓSTICOS															
PART.	ACTIVIDAD	AÑO	AÑO 2020												OBSERVACIONES
		MES	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	
1	Unidad de Medición de Aceite CP-107														
2	Unidad de Medición de Gas CP-107														
3	Unidad de Medición de Aceite CP-111 (N/S 81700522)														
4	Unidad de Medición de Gas CP-111 (N/S 81700522)														
5	Unidad de Medición de Aceite CP-111 (N/S 0214400063)														
6	Unidad de Medición de Gas CP-111 (N/S 0214400063)														
7	Unidad de medición aceite Mora														
8	Unidad de medición gas Mora														

Tabla 6.- Programa de diagnósticos a los sistemas de medición 2020. (fuente PCM).

PETROLERA CÁRDENAS MORA

PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES															
PART.	ACTIVIDAD	AÑO	AÑO 2020												OBSERVACIONES
		MES	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	
1	Unidad de Medición de Aceite CP-107														
2	Unidad de Medición de Gas CP-107														
3	Unidad de Medición de Aceite CP-111 (N/S 81700522)														
4	Unidad de Medición de Gas CP-111 (N/S 81700522)														
5	Unidad de Medición de Aceite CP-111 (N/S 0214400063)														
6	Unidad de Medición de Gas CP-111 (N/S 0214400063)														
7	Unidad de medición aceite Mora														
8	Unidad de medición gas Mora														

Tabla 7.- Programa de estimación de las incertidumbres 2020. (Fuente PCM).

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en la información anteriormente evaluada y aprobada en el Plan de Desarrollo aprobado mediante la Resolución CNH.E.15.002/19, se identifica que, en cuanto a las ubicaciones de los Puntos de Medición provisionales toda vez que siguen siendo las mismas y no sufren modificación alguna, se considera que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público ha manifestado previamente estar de acuerdo con la ubicación de estos puntos de medición, de acuerdo con la opinión que emitió mediante oficio 352-A-017 de fecha 28 de febrero de 2019, en el que se indicó por parte de dicha Secretaría que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente al Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 "…*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 precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.",* manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

1) "De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.
3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional,

se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.

5) Dado que, en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Puntos de Medición provisionales propuestos por el Operador cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área Contractual, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

Obligaciones del Operador:

1. El Operador deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la modificación al Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen;

2. El Operador deberá presentar la descripción de la metodología mencionada para la asignación de los volúmenes, así como el modelo matemático del balance mencionado en el acuerdo de medición, esto antes de iniciar su aplicación para la asignación de la producción del Área Contractual;

3. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Operador en el Plan de Desarrollo;

4. Los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural producidos, así como los medidos en el Punto de Medición provisional, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos del anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo el Operador deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno;

5. Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen;

6. El Operador deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición;

7. El Operador deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH

en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen;

8. Así mismo, es necesario que el Operador cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas, y

9. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Operador deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos."

VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan

Cabe mencionar que, en la modificación al PDE no considera modificación respecto a los Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa y métricas de evaluación contemplados Plan de Desarrollo aprobado, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución.

VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al PDE de Hidrocarburos del Contrato, sin perjuicio de la obligación de PCM de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el PDE.

Cabe señalar que mediante oficio 250.152/2020 del 19 de marzo de 2020, la Comisión remitió a la ASEA la información asociada a la Solicitud, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por PCM, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos.

Cabe señalar que la ASEA remitió a, esta Comisión el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0238/2018 del 7 de marzo de 2018, mediante el cual, se otorgó al Operador el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEC18003C.

Por tanto, el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la ASEA, 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 LORCME.

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional, Transferencia Tecnológica y Capacitación

La presente propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo no implica modificación respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, Capacitación y Transferencia Tecnológica contemplados en el PDE vigente, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución CNH.E.74.010/19 del 17 de diciembre de 2019.

IX. Sentido del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al PDE presentado por el PCM de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, IV, VI y VII de la LORCME; 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V, 62 párrafo penúltimo de los Lineamientos y 42, párrafo segundo, tercero y cuarto y 47 de los LTMMH.

En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el PDE dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato y permiten determinar que no se presenta ninguno de los supuestos que establece la Cláusula 4.3 del Contrato.

Asimismo se verificó que:

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 25, 59 fracciones I, II, III, y IV, así como el 62 párrafo penúltimo, 102, 103 fracción I, y el Anexo II de los Lineamientos, y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la Cláusula 12.2 del Contrato.

2. Contiene los requisitos establecidos en el Anexo II de los Lineamientos.

   Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH: 5S.7/3/31/2018 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

3. Asimismo, se advierte que el PDE cumple con los requisitos establecidos en el Contrato, en los siguientes términos:

   a) Cumple con la Cláusula 4.2:
      i. Contempla la totalidad del Área Contractual;

Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado por esta Comisión en la Resolución de referencia del Plan de Desarrollo vigente.

ii. 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;

Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado por esta Comisión en la Resolución de referencia del Plan de Desarrollo vigente.

iii. Cuenta con el programa de aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado por esta Comisión en la Resolución de referencia del Plan de Desarrollo vigente.

iv. Está elaborado de conformidad con la normativa aplicable.

b) Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el PDE cumple con las Cláusulas 10.1 y 10.2 del Contrato.

Este rubro se analizó en el apartado Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos de la sección V del presente dictamen.

c) En atención a la Cláusula 16.1 del Contrato, el PDE contiene una sección relacionada con el Abandono, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, limpieza, retorno a su estado natural, desinstalación de maquinaria y equipo, y 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.

Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado por esta Comisión en la Resolución de referencia del Plan de Desarrollo vigente.

La Solicitud de modificación al PDE cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

a) El Operador presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;

b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;

c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan de que sufren modificación, y

d) El Operador presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

La documentación presentada por el Operador respecto a la modificación al Plan de Desarrollo cumple con el supuesto de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, establecido en el párrafo penúltimo del artículo 62 de los Lineamientos respecto a lo siguiente:

> *"El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Plan aprobado se modifiquen, para lo cual deberá solicitar la modificación en términos del Capítulo II del Título II de los Lineamientos."*

Los principales puntos de modificación al PDE vigente consisten en:

- En la propuesta presentada por el Operador, se identifica que, de acuerdo con el avance actual del desarrollo de la infraestructura, así como la implementación de los Mecanismos de Medición, el Operador manifiesta la necesidad de tener un mayor control y aseguramiento de las mediciones realizadas mediante los Puntos de Medición provisionales, principalmente en los aprobados para la medición de Petróleo, cambios que se identifican en la metodología de asignación volumétrica de los Hidrocarburos para el Área Contractual, la cual incluye cambios en el balance desde un Punto de Medición a utilizar para asignar el volumen a los Puntos de Medición provisionales, esto mediante una metodología para el prorrateo volumétrico diferente a la prevista en el Séptimo Transitorio de los LTMMH, la cual considera para esto las incertidumbres asociadas a cada sistema de medición.

a) Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolero del país

El Operador manifiesta continuar con el programa de toma de información propuesta en el PDE vigente como parte de la continuidad operativa, así como toma de información durante la perforación de pozos y toma de información especial como registros de neutrón pulsado y los registros de flujo de tipo molinete, lo cual coadyuvará a mejorar el nivel de detalle de las unidades de flujo, en especial en yacimientos naturalmente fracturados en donde nuevos desarrollos implican retos tecnológicos en función de la heterogeneidad de propiedades. En virtud de lo anterior, el conocimiento del desarrollo de los campos Cárdenas y Mora coadyuva a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero.

b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables

El desarrollo de los campos propuesto en la presente modificación del PDE consiste en la perforación y terminación de 3 pozos, 4 reparaciones mayores (RMA) con equipo, 1 RMA Sidetrack, 6 RMA sin equipo, y 22 reparaciones menores (RME) sin equipo, así como 7 inyecciones de químicos y 12 estimulaciones. Las actividades físicas tienen proyectado recuperar una producción de 34.78 MMb de aceite y 78.52 MMMpc de gas; lo anterior equivale a obtener los factores de recuperación de aceite de 37% a 40% y de gas de 41% a 44.9%, incrementando así los factores de recuperación para aceite y para gas.

c) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país

Las actividades planteadas por el Operador para llevar a cabo dentro del Área Contractual durante la ejecución de la modificación del PDE en el periodo 2020-2034, consisten en 11 RMA y 22 RME. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del PDE promueve el desarrollo de las actividades de Extracción durante el desarrollo reparaciones y la información del yacimiento permitirá llevar a cabo un buen esquema de explotación en beneficio del país.

d) La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables

Una vez analizada la información remitida por el Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito de desarrollo del campo, como son: Limpiezas espumadas, fluido de perforación espumado, bombeo neumático autoabastecido, e inyección de químicos para prevenir incrustaciones entre otras, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en el Área Contractual, las cuales, contribuirán a maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables

e) El programa de aprovechamiento del gas natural

El Operador presentó en la modificación al Plan, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluyó que la solicitud no considera modificación respecto de dicha actualización, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión a través de la Resolución CNH.E.74.010/19 del 17 de diciembre de 2019, por lo anterior, se presenta como referencia el contenido general del PAGNA aprobado por esta Comisión.

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Operador Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V., respecto de la propuesta del Punto de Medición provisional para Petróleo para el Área Contractual Cárdenas-Mora en la solicitud

de modificación y aprobación de su PDE, la cual consiste en el cambio para el Punto de Medición provisional únicamente por lo que hace al acuerdo con Pemex Exploración y Producción para llevar a cabo la asignación del volumen y calidad de Petróleo de acuerdo con la metodología de prorrateo basada en el estándar API RP85, a través del sistema de medición identificado como MTCA-APMM-CABC-01, el cual utiliza medidores del tipo ultrasónico, y ubicado en la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, los cuales fueron presentados como la etapa 1 de la implementación de los Mecanismos de Medición aprobados en el Plan de Desarrollo, y aprobados mediante la Resolución CNH.E.15.002/19 de fecha 05 de marzo de 2019, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución de las actividades presentadas, las cuales fueron revisadas y evaluadas para el cumplimiento del Punto de Medición provisional previo a la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los Hidrocarburos a producirse.

Respecto del Punto de Medición provisional para Petróleo propuesto por el Operador en la modificación al PDE, se concluye lo siguiente:

a) Se llevó a cabo la evaluación del Punto de Medición provisional propuesto por el Operador para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 42 y 43, fracción IV de los LTMMH, del cual se concluye:

I. El Punto de Medición provisional de Petróleo del Área Contractual identificado en el acuerdo de medición corresponde con lo previsto en los Lineamientos Técnicos, lo anterior en virtud de que señala lo siguiente:

- El Punto de Medición Provisional para medición de Petróleo para el Área Contractual Cárdenas-Mora, se encuentran ubicados en la Batería de Separación Mora, a la descarga del Separador Horizontal de Medición de baja presión (FA-700) mediante un medidor tipo másico, en los cabezales periféricos Cárdenas 107 y Cárdenas 111 utilizando equipos móviles de separación trifásica con medidores tipo turbina, y por último a boca del pozo Cárdenas 105 empleado un separador móvil con medidores tipo turbina.

II. La asignación del volumen será mediante la metodología de prorrateo basada en el estándar API RP 85, mediante la cual se establece la participación volumétrica de las corrientes que confluyen, tomando en cuenta la aportación de las incertidumbres de medida asociadas a los medidores en el Punto de Medición provisional.

III. El responsable de entregar los reportes de medición a la CNH y atender cualquier requerimiento, será el Operador PCM a través del Responsable Oficial.

IV. Con base en la información anteriormente evaluada y aprobada en el Plan de Desarrollo aprobado mediante la Resolución CNH.E.15.002/19, se identifica que, en

cuanto a las ubicaciones de los Puntos de Medición provisionales toda vez que siguen siendo las mismas y no sufren modificación alguna, se considera que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público ha emitido una opinión favorable, mediante el oficio 352-A-017 de fecha 28 de febrero de 2019, en el que se indicó por parte de dicha Secretaría que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente al Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 "*…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 precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.",* manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

1) "De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
3) De acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan."

Por lo que derivado de la evaluación realizada a la información recibida por la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción de la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión, es posible concluir que la Solicitud puesta a consideración por el Operador, en la que propone un cambio en la metodología de asignación volumétrica y un nuevo punto de asignación de volumen, es viable, congruente y cumple con los requerimientos solicitados en el artículo 42, párrafos segundo, tercero y cuarto de los

LTMMH, y estarán vigentes hasta en tanto se realicen las actividades complementarias para la implementación de los Mecanismos de Medición y se cuente con los elementos para el inicio de la segunda Etapa de medición aprobada en el PDE, mediante la Resolución CNH.E.15.002/19 de fecha 05 de marzo de 2019.

En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual Cárdenas Mora en los Puntos de Medición provisionales y conforme a los Mecanismos, el Operador deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el PDE presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

Recomendaciones

Con base en la información remitida por el Operador en relación con la modificación del Plan de Desarrollo del Contrato y derivado del análisis que se efectuó en esta Comisión, se emiten las siguientes recomendaciones:

- Se recomienda al Operador el mantener la trazabilidad y control de los medidores asociados a los puntos de medición provisional, a través de la reducción del porcentaje de error asociado al resultado de las mediciones, con la finalidad de disminuir la incertidumbre. Lo anterior a través de calibraciones rutinarias de los sistemas de medición.

- Se recomienda que el Operador continúe con la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la entrada de la etapa 2 de la medición, así como mantener la implementación y ejecución de la actividades que garanticen la confiabilidad de los resultados de la medición.

ELABORÓ	**REVISÓ**
ING. ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ Director General Adjunto Dirección General de Dictámenes de Extracción	**MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ** Director General Dirección General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Titular de la Unidad
Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de junio de 2019, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018.